

Dedico este trabalho à minha esposa, Isabel.

RESUMO

O presente relatório é desenvolvido no âmbito da unidade curricular de estágio do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica com especialização em Controlo e Eletrónica Industrial e apresenta o meu trabalho na empresa na qual sou responsável pela parte de projeto, dimensionamento e supervisão de obra de sistemas fotovoltaicos para produção de energia.

Os projetos apresentados neste relatório são da minha autoria.

A empresa, Critical Kinetics apresenta-se no mercado como Consultores de energia renováveis, sendo nestas a energia fotovoltaica a principal fonte. Trata-se da única empresa em Portugal no setor das energias renováveis que apresenta alvará para obra e ao mesmo tempo tem um departamento de projeto e formação para o setor da energia.

O relatório apresenta as principais tarefas feitas aquando do estágio.

Palavras-chave: Módulos fotovoltaicos, Inversores, Autoconsumo, Bombagem solar, viabilidade económica.

ABSTRACT

This report is developed within the course of the Master internship in Electrical Engineering, specializing in Control and Electronics Industrial and presents my work for the company in which I am responsible for part of the project, design and work supervision of photovoltaic power systems production.

The projects presented in this report are my own.

The company, Critical Kinetics presents itself in the market as renewable energy consultants being these, the photovoltaics the main source. It is the only company in Portugal in the sector of renewable energy which has permit to work and at the same time have a department of design and training for the energy sector.

The report presents the main tasks done during the stage.

Keywords: photovoltaic modules, inverters, Farmhouse consumption, solar pumping, economic viability.

AGRADECIMENTOS

Aos professores que me ajudaram durante este percurso, especialmente aos Professores Paulo Coelho e José Fernandes, meus orientadores durante o período de estágio e que proporcionaram a realização na empresa em questão.

Ao Eng.º Hubo Barbosa, CEO da empresa Critical Kinetics pelo apoio e disponibilidade que sempre teve e pela motivação e confiança depositada no meu trabalho.

Aos colaboradores da empresa, especialmente ao Eng.º André Silva, que foram essenciais para a minha rápida integração na empresa e também pela disponibilidade que sempre demonstraram para me esclarecem dúvidas que iam surgindo ao longo do estágio.

À minha família, única e insubstituível que me apoiou durante todo o meu período académico e, em especial à Isabel, minha esposa cujo seu apoio foi essencial pois sem ele, chegar aqui não seria possível. Aos meus pais que me deram condições e ensinamentos essenciais, fazendo de mim a pessoa que sou hoje.

Aos meus amigos, que são e serão sempre uma rede de apoio incondicional em todas as fases da vida!

Este trabalho teve apoio do projeto RIGMEI – *Red Iberoamericana de Generación Distribuida y Microrredes Eléctricas Inteligentes*, com referência RED-713RT04752012, financiado pelo CYTED – Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnologia para el Desarrollo.

Índice

1. Introdução.....	1
2. Apresentação da empresa	3
2.1 Visão	3
3. Estado da Arte	7
3.1 Potencial do Fotovoltaico para Abastecimento de Eletricidade	10
3.2 Potencial do Sol.....	12
3.3. Panorama do fotovoltaico em Portugal.....	16
3.4 Porque é o Fotovoltaico uma solução viável para Portugal	19
4. As Tecnologias	21
4.1 Radiação eletromagnética	22
4.2 O sistema Fotovoltaico.....	25
4.3 Quadro Tecnológico Atual: Tecnologias e suas principais Características	26
4.4 Células de silício cristalino (1ª Geração)	29
4.5 Células de película fina (2ª Geração).....	30
4.6 Conceitos de novas células solares (3ª Geração).....	32
4.7 Estado atual das diferentes tecnologias.....	34
4.8 Inversores	35
4.9 Inversores comutados pela rede.....	37
4.10 Inversores Autocontrolados.....	38
4.11 Inversores autocontrolados com transformador de baixa frequência (LF)	40
4.12 Inversores autocontrolados com transformador de alta frequência (HF).....	41
4.13 Inversores sem transformador	41
4.14 Características e propriedades dos inversores	42
4.15 Inversores Autónomos (off-Grid)	45

4.16	Inversores de onda sinusoidal.....	46
4.17	Inversores trapezoidais.....	46
4.18	Inversor de onda quadrada	47
4.19	Inversores híbridos.....	48
4.20	Micro-inversores.....	53
5	Projeto de Autoconsumo fotovoltaico	61
5.1	Análise de consumos.....	61
5.2	Dimensionamento	66
5.3	Estudo de viabilidade económica	75
6	Baterias.....	81
6.1	Principais características das baterias	82
6.2	Condicionantes das baterias	83
6.3	Temperatura.....	83
6.4	Envelhecimento	84
6.5	Sobrecarga.....	85
6.6	Profundidade de descarga.....	85
6.7	Tipos de baterias	86
6.8	Baterias de iões de lítio (Li-íon).....	87
6.9	Mercado de armazenamento de energia.....	90
6.10	Viabilidade	94
7	Projeto de Autoconsumo fotovoltaico de 14kWp.....	97
7.1	Estudo económico do projeto	105
7.2	Montagem do sistema	108
8	Projeto de autoconsumo isolado com armazenamento de energia em banco de baterias e de bombagem solar.....	113

8.1	Sistema de bombagem solar	113
8.2	Bomba DC, um motor de imanes permanentes	117
8.3	Bombagem solar DC versus Bombagem solar AC.....	119
8.4	Sistema de autoconsumo isolado	124
8.5	Banco de baterias	124
8.6	Dimensionamento do gerador fotovoltaico	129
8.7	Instalação.....	133
9	Conclusão	141
10	Referências.....	143
11	Anexos	145

Índice de Figuras

Figura 1 - Departamentos da CRITICALKINETICS.	Fonte: Critical Kinetics.....5
Figura 2: Tipos de sistemas fotovoltaicos.	Fonte: IEA9
Figura 3: Evolução da potência de origem renovável instalada em Portugal.	Fonte: DGEG10
Figura 4: Produção de energia de fontes renováveis em Portugal.	Fonte: DGEG11
Figura 5: Mapa com a irradiação média global em Portugal,	Fonte: Solargis14
Figura 6: Previsão da evolução da produção de energia elétrica a nível mundial até 2020,	Fonte EPIA15
Figura 7: Principais características do Novo regime de produção distribuída16
Figura 8: Principais características numa UPAC-Unidade de produção de autoconsumo.	...17
Figura 9: Principais características numa UPAC-Unidade de pequena produção.18
Figura 10: Insolação global por m^2 na europa.19
Figura 11: Espectro eletromagnético do Sol,	Fonte: Wikipédia.....23
Figura 12: Datasheet com as principais características técnicas dos atuais módulos com células policristalinas,	Fonte: REC Solar26
Figura 13: Tecnologias de Células fotovoltaicas atualmente mais usadas,	Fonte: RTS Corporation.....27
Figura 14: Esquema de uma célula fotovoltaica de silício,	Fonte: IDEP29
Figura 15: Aspeto de uma célula de silício monocristalino e de uma célula de silício Policristalino30
Figura 16: Filme fino (thin-film) em silício amorfo,	Fonte: 3eplus31
Figura 17: Filme fino de Diselenieto de Cobre e Índio (CIS),	Fonte: BlueSol.....31
Figura 18: Filme fino de Telureto de Cádmio (CdTe),	Fonte: BlueSol.....32

Figura 19: Esquema de uma célula híbrida (HCL), Fonte: BlueSol.....	33
Figura 20: Diagrama de ligação com a rede de um sistema fotovoltaico grid-tie, Fonte: IDEP.....	35
Figura 21: Inversores do tipo grid-tie. Fonte: SMA, Fronius.....	36
Figura 22: Característica de uma célula, com o Ponto de Máxima Potência (MPP), Fonte: Solar journey USA.....	37
Figura 23: Esquema do princípio de funcionamento dos inversores comutados pela rede, Fonte: IDEP.....	37
Figura 24: Esquema do princípio de funcionamento dos inversores autocontrolados	39
Figura 25: Diagrama de um inversor com transformador, Fonte: IDEP.....	40
Figura 26: Esquema de um sistema autónomo. Este sistema tem um inversor autónomo a alimentar as cargas AC, Fonte: SMA	45
Figura 27: Inversor autónomo de onda sinusoidal., Fonte: Victron Energy	46
Figura 28: Representação de uma onda quadrada (Verde), onda quadrada modificada (Azul) e uma onda sinusoidal (vermelho). Ondas a 50Hz, Fonte: Tecnicontrol	47
Figura 29: Esquema de funcionamento do inversor híbrido em modo “Grid-tie with backup” e em modo ”off-grid”, Fonte: Effekta	48
Figura 30: Esquema de funcionamento de um inversor híbrido, Fonte: Energias chilenas .	49
Figura 31: Inversor híbrido “Vertex” de 3kW, Fonte: Critical Kinetics, foto de Abril de 2015.....	50
Figura 32: Janela do software “SolarPower”, onde é parametrizado o modo “Grid-Tie” do inversor Vertex	50
Figura 33: Janela para a parametrização do modo “Grid-Tie with backup”, Fonte: Própria	51
Figura 34: Janela para a parametrização do modo “Off-Grid”, Fonte: Própria.....	52
Figura 35: Modelos HX e AX da Effekta, Fonte: Effekta	53

Figura 36: Esquema de interligação entre os micro-inversores e destes com os módulos solares.....	53
Figura 37: Princípio de funcionamento de um micro-inversor, Fonte: Involar.....	54
Figura 38: Bancada de testes com um micro-inversor de 250W da Involar. Fonte: Critical Kinetics	58
Figura 39 - eGate e software de monitorização SEDAS, Fonte: Involar	59
Figura 40: Área do cliente da página online da EDP Comercial, Fonte: CK Solar Academy	62
Figura 41: Exemplo da matriz de consumos horária mensal apresentada na área reservada do cliente na EDP	63
Figura 42: Tabela do Excel da desagregação, onde são introduzidos os consumos mensais, nas diversas tarifas, resultando potências médias. Fonte: Própria.....	64
Figura 43: Gráfico com as potências médias obtidas com a desagregação dos consumos das faturas.....	64
Figura 44: Relatório diário de consumo de energia medido pelo analisador da Efergy, Fonte: Efergy	65
Figura 45 - Distribuição dos painéis na cobertura usando a modulação 3D com o “Google SketchUp3D”	68
Figura 46: Menu principal do PVsyst. Fonte: Própria	68
Figura 47: Armazenamento de cargas elétricas através de uma corrente de fuga entre célula solar e a armação do módulo.	69
Figura 48: Menu do “system” onde é dimensionado o gerador PV, ao selecionar os módulos, inversores e a constituição das strings. Fonte: Própria	70
Figura 49: Ligações dos módulos à caixa de ligações. Fonte: Weidmuller	71
Figura 50 – Gráfico para ajudar no dimensionamento do array fotovoltaico e, esquema de ligação do sistema,	72
Figura 51: Gráfico de um sistema fixo com orientação para Sul.	73
Figura 52: Gráfico de um sistema fixo com dupla orientação E-W.	73

Figura 53: Gráfico com um sistema com um seguidor solar de dois eixos.....	74
Figura 54 - Tarifas do Ciclo Diário Tetra-horário, Fonte: Própria	76
Figura 55 – Folha de cálculo da poupança no 1º ano proporcionada por um sistema de autoconsumo fotovoltaico	76
Figura 56 - Análise Económica, Fonte: Própria	77
Figura 57 - Gráfico do consumo, autoconsumo e venda à rede. Fonte: Própria	78
Figura 58 - Tabela com dados financeiros do projeto. Fonte: Própria.....	78
Figura 59: Página resumo da viabilidade económica que é apresentada nas propostas entregues aos nossos clientes.....	79
Figura 60: Esquema de funcionamento de uma bateria durante um ciclo de descarga e carga.....	81
Figura 61: Gráfico demonstrativo da influência da temperatura na vida útil das baterias [16]	84
Figura 62: Gráfico típico do número de ciclos versus profundidade de descarga da bateria. [20].....	85
Figura 63: Comparação energia e potência específicas de várias tecnologias de armazenamento [17].....	86
Figura 64: Esquema das reações químicas numa bateria de Li-íon. Fonte: Mundo da educação	88
Figura 65: Fases do processo de carga de uma bateria de Li-íon. Fonte: Apple	90
Figura 66: Perfil de consumos típico do setor doméstico. Fonte: Tesla	91
Figura 67: Banco de baterias de ácido de chumbo. Fonte: Energiapura.....	91
Figura 68: Sistema de acumulação em Li-íon “LJ-SK84A” da Panasonic. Fonte: Panasonic	92
Figura 69: Sistema “Powerwall” da Tesla. Fonte: Tesla.....	93
Figura 70: Esquema de ligação de um sistema de acumulação numa instalação fotovoltaica de autoconsumo	93

Figura 71: Reconhecimento do local onde se projetou a instalação do gerador fotovoltaico. Foto, 6 de Maio de 2015.....	97
Figura 72: Reconhecimento da sala do quadro elétrico e para onde se projetou a colocação do inversor e respetivos quadro de proteções AC. Foto, 6 de Maio de 2015.....	97
Figura 73: Detalhe da fatura com os consumos verificados nos três períodos (Tarifa Tri-horária, ciclo diário).....	98
Figura 74: Folha do Excel onde é feita a desagregação dos consumos. Fonte: Própria	98
Figura 75: Distribuição das potências médias pelos vários períodos tarifários. Fonte: Própria	99
Figura 76: Ficheiro em CSV com os dados exportados do PVsyst que serão importados para o livro “CK Prosumer”. Fonte: Própria	100
Figura 77: Página 2 do relatório técnico (anexo A), que o PVsyst produziu. Fonte: Própria	101
Figura 78: Planos do modelo 3D feito para o gerador fotovoltaico fixo numa estrutura de betão SolarBloc® com 34° de inclinação. Fonte: Própria	103
Figura 79: Na figura superior, tem-se o modelo 3D feito durante a execução do projeto e em baixo a foto do gerador PV já instalado no terreno previsto. Foto 06 de Agosto de 2015. Fonte: Própria	104
Figura 80: Resumo da poupança proporcionada pelo autoconsumo de energia e a Venda do excesso à RESP.....	106
Figura 81: Gráfico com o “BreakEven” deste projeto. Fonte: Própria	107
Figura 82: Pré preparação do terreno antes da colocação do gerador PV, com tela geotêxtil, brita nº2 e lancil guia no perímetro da instalação. Foto de 06 de Agosto de 2015. Fonte: Própria	108
Figura 83: Caixa de junção e caixa de terras. Foto de 06 de Agosto de 2015.....	109
Figura 84: Vista geral do inversor colocado no lado esquerdo da instalação, seguido da caixa de proteção AC, contador de produção e quadro elétrico geral. Foto de 06 de Agosto de 2015.	110

Figura 85: Modelo 3D da instalação fotovoltaica. É visível o furo artesiano junto à casa da rega que é constituída por um contentor marítimo de 50 pés. Fonte: Própria.....	113
Figura 86: Página principal do relatório do dimensionamento do sistema de bombagem solar.....	116
Figura 87: Corte longitudinal de um motor com ímanes permanentes no interior do rotor	118
Figura 88: Gráfico com rendimento máximo de uma eletrobomba conseguido num dia com Sol.	120
Figura 89: Dados técnicos de controladores para várias potências das eletrobombas.....	122
Figura 90: Relatório técnico do dimensionamento do sistema de bombagem solar DC. Fonte: Própria	123
Figura 91: Esquema de um sistema isolado com regulador de carga. Fonte: Coeptum	125
Figura 92: Esquema de funcionamento de um sistema isolado utilizado a solução SI2224 da SMA	126
Figura 93: Tabela com as capacidades da bateria “Rolls®”S480.	128
Figura 94 - Gráfico da curva de descarga tendo em conta a profundidade de descarga. ...	128
Figura 95: Página da “Photovoltaic Geographic Information System”, onde se poderá escolher dados sobre irradiação e horas solares de pico, (anexo D).....	131
Figura 96: Introdução de dados do sistema “Off-Grid” deste projeto no software “PVGIS” da JRC	131
Figura 97: Relatório da simulação do desempenho do sistema “Off-Grid” dimensionado no software PVGIS	132
Figura 98: Modelo 3D com as ligações elétricas entre os principais equipamentos. Fonte: Própria	133
Figura 99: Início dos trabalhos com a preparação do terreno onde irá ficar o gerador fotovoltaico. Foto de 2 de Maio de 2015. Fonte: Própria	133
Figura 100: Trabalhos de ligação das <i>strings</i> . Foto de 5 de maio de 2015. Fonte: Própria	134

Figura 101: Modelo 3D com o esquema de ligações dos principais equipamentos elétricos deste projeto.....	134
Figura 102: Preparação e instalação da bomba no furo artesiano. Esta bomba ficou a 80m de profundidade. Foto de 11 de Maio de 2015. Fonte: Própria.....	135
Figura 103: Modelo 3D do gerador e foto do gerador, após a instalação deste no terreno já devidamente preparado. No modelo 3D está indicado o caminho das canalizações enterradas entre o gerador e a casa da rega. Foto de 18 de Maio de 2015. Fonte: Própria	135
Figura 104: Placa de contraplacado marítimo com os principais equipamentos fixados. O local de fixação de cada equipamento foi alvo de estudo com o modelo 3D da figura 90. Foto de 18 de maio de 2015. Fonte: Própria	136
Figura 105: Na esquerda, ligações da rede de terras de proteção. Na direita programação dos parâmetros dos SI2224 usado para esse efeito o SMA® Remote Control. Foto de 18 de Maio de 2015. Fonte: Própria	137
Figura 106: Foto do SunSwitch e da caixa de junção de strings e de proteção DC da Lorentz®.	138
Figura 107: Foto da saída das tubagens da casa da rega. Um tubo para cada um dos dez sectores de rega. É visível do lado direito o furo artesiano que fornece água a este sistema. Foto de 18 de Maio de 2015. Fonte: Própria	138
Figura 108: Plantação da vinha. Estes trabalhos foram executados em paralelo com a montagem do sistema de bombagem e de autoconsumo isolado. Foto de 11 de Maio de 2015.....	139

Índice de Tabelas

Tabela 1: Máxima eficiência fotovoltaica atual.	34
Tabela 2: Comparação entre os inversores com e sem transformador. Fonte: IDEP	42
Tabela 3: Caraterísticas dos inversores grid-tie. Fonte: IDEP	43
Tabela 4: Caraterísticas técnicas do inversor “Vertex” nos modelos de 2kW, 3kW e 3kW Plus. Fonte: Vertex.....	49
Tabela 5: Caraterísticas técnicas do micro-inversor MAC250A de 250W da Involar.	57
Tabela 6: Valores típicos para cada tipo de tecnologia de baterias. Fonte: Mundo da educação	87
Tabela 7: Quadro comparativo da descarga por ação da temperatura de armazenamento das baterias Li-íon.....	89
Tabela 8: Evolução do consumo de eletricidade nos diversos sectores da economia	95
Tabela 9: Dados para o estudo económico do projeto. Fonte: Própria	105
Tabela 10: Principais indicadores do estudo de viabilidade económica deste projeto. Fonte: Própria	106
Tabela 11: Tabela onde é visível a evolução da produção de energia, bem como a dinâmica dos principais indicadores deste tipo de estudo económico. Fonte: Própria	107
Tabela 12: Alguns dados técnicos do SMA® Sunny Island 2224. Fonte: SMA.....	130

Lista de Abreviaturas e siglas

AQS – Águas quentes sanitárias

BLDC – *Brushless DC Motor*

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CdTe – Telureto de Cádmio

CIAF – Curso Intensivo em Autoconsumo Fotovoltaico

CIEG – Custos de Interesse Económico Geral

CIS – Diselenieto de Cobre e Índio

CUR – Comercializador de Último Recurso

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EFG - *Edge-defined Film-Fed Growth*

EMI – Interferência eletromagnética

EPIA – *European Photovoltaic Industry Association*

GaAs – Arsenieto de Gálio

GW – Gigawatt

HCL – Célula Fotovoltaica Híbrida

HF – *High Frequency*

HSP – Horas Solares Pico

IEA – Agência Internacional de energia, do inglês “International energy agency”

IDEP – Instituto de Especialização Profissional

IPT – Instituto Politécnico de Tomar

JRC – *Joint Research Centre*

LCOE – *Levelized Cost of Energy* (Custo da energia produzida)

kWp – Kilowatt pico

MPP – *Maximum Power Point* (Ponto de Potência Máxima)

MPPT – *Maximum Power Point Tracking* (Rastreador do Ponto de Potência Máxima)

PDR2020 – Programa de Desenvolvimento Rural 2020

PID – Degradação Induzida do Potencial

PRI – Ponto de retorno do investimento

PRIA – Ponto de retorno do investimento atualizado

PRE – Produtores em regime Especial

PTPh – Potência Contratada em Horas de Ponta

PV - Fotovoltaico

PWM – *Pulse Width Modulation* (Modulação por Largura de Impulso)

RESP – Rede Energética de Serviço Público

REC - *Renewable Energy Corporation*

ROI – *Return of Investment* (Retorno do Investimento)

SEN – Sistema Elétrico Nacional

TIR – Taxa interna de rentabilidade

TWh – Terawatt hora

UPAC – Unidade de Produção de Autoconsumo

UPP – Unidades de Pequena Produção

VAL – Valor Atualizado Líquido

Wp – Watt pico

Lista de símbolos

A – Ampere

Ah – ampere-hora

I – intensidade de corrente

Isc - corrente de curto-circuito

kWh – Kilo Watt-hora

P – Potência

P_{CA} – Potência de saída efetiva

P_{CC} - Potência de entrada efetiva

P_{PV} – Potência máxima instantânea do inversor

T - Temperatura

U – Tensão

V_{oc} - tensão circuito aberto

W – Watt

Wh – Watt-hora

η – Rendimento

η_{TR} – Eficiência de Rastreio

η_{SB} - Eficiência do *Sunny Boy*

η_{SI} – Eficiência do *Sunny Island*

1. Introdução

O meu percurso pelas energias renováveis, até à redação deste relatório de estágio do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, iniciou-se em Agosto de 2008 com o meu ingresso no Curso de Energias Renováveis no IDEP - Instituto de Desenvolvimento de Especialização Profissional, em Lisboa. Esse curso em que o formador era o Eng.º Hugo Barbosa, atual CEO da Critical Kinetics, despertou-me mais ainda para a problemática do uso das energias renováveis na atual sociedade. E foi esse gosto pelas energias renováveis que me levou após a conclusão deste curso em 2009, a querer aprofundar os meus conhecimentos na área da produção de energia elétrica, através de fontes primárias como o Sol, o vento e a água, pelo que em 2010 ingressei na licenciatura em Engenharia Eletrotécnica no IPT.

No final da licenciatura, em 2013, comecei a trabalhar na empresa Critical Kinetics nos seus escritórios em Torres Novas. Tive a sorte e o prazer de iniciar a minha nova atividade profissional na área que em primeira mão me levou a iniciar os estudos na licenciatura e no atual mestrado.

Neste relatório, no capítulo 2 apresento a empresa onde efetuei o presente estágio. No capítulo 3 apresento o estado da arte da energia fotovoltaica bem como no capítulo seguinte as atuais tecnologias que são utilizadas.

No capítulo 5, descrevo como é feito o estudo, dimensionamento e projeto de sistemas de autoconsumo fotovoltaico seguindo-se um capítulo dedicado ao estudo das baterias de lítio. Nos capítulos 7 e 8 irei descrever o meu trabalho no seio da empresa, nomeadamente, alguns dos projetos de autoconsumo fotovoltaico e de bombagem solar por mim desenvolvidos. Procurarei descrever o meu percurso durante o estágio, somando sempre às tarefas e aos projetos os conhecimentos adquiridos.

2. Apresentação da empresa

A Critical Kinetics Unip, Lda, tem a sua sede em Torres Novas e possui uma filial na Costa da Caparica. Esta apresenta-se no mercado com um papel fundamental para uma sociedade que augura um desenvolvimento sustentável, tendo em conta todas as preocupações ambientais sociais e económicas que nela surgem. Considerando esta premissa, a Critical Kinetics trabalha diariamente com o objetivo de promover um uso tão racional quanto possível dos recursos energéticos disponíveis, sejam eles finitos ou renováveis.

A empresa foi criada com o objetivo de ser a primeira entidade em Portugal a juntar o saber fazer ao saber ensinar, numa área de conhecimento tão específica quanto a da Energia.

Existem inúmeras empresas com alvará e técnicos permanentes na área das Instalações Técnicas Especiais, contudo, não têm como filosofia transferir o seu conhecimento para aqueles que mais tarde podem vir a operar no mesmo mercado.

Subsistem largas dezenas de centros de formação que oferecem cursos de especialização profissional ou de formação técnica avançada, todavia, estas não possuem um conhecimento efetivo dos temas que ministram, na medida em que não competem, profissionalmente, nesse mercado laboral.

A Critical Kinetics surge, então, no mercado nacional para juntar estes dois domínios, nunca sobrepostos até à data.

2.1 Visão

A Critical Kinetics visa conquistar a confiança de particulares, empresas e instituições e afirmar-se como entidade de reconhecido mérito nos diversos domínios da Energia.

Esta empresa procura trabalhar, dia após dia, para a construção de uma estrutura sólida, que garanta condições dignas a todos os colaboradores e assim lhes permita alcançar a sua realização profissional e humana.

Pode-se ainda destacar-se pela sua vontade de fazer bem, pela disponibilidade em partilhar oportunidades com outras entidades já instaladas no mercado e crescer em conjunto com elas.

A Critical Kinetics possui vários departamentos, estando em três deles o maior fluxo de trabalho:

A Smart PV, departamento da Critical Kinetics que fornece a mais recente gama de produtos e serviços tecnológicos na área dos sistemas fotovoltaicos. A Smart PV associa as soluções de energia solar fotovoltaica aos mais avançados equipamentos de controlo e monitorização. Este trabalha com soluções inteligentes, perfeitamente adequadas às necessidades de cada cliente que, sem exceção, conduzem a grandes reduções nos custos com eletricidade.

A AGRO CK foi idealizada para apoiar todos os projetos de energias renováveis para os setores da Agricultura e Pecuária. Estes setores de atividade económica nacionais, podem beneficiar com a utilização das energias renováveis, principalmente com o aproveitamento da Energia Solar e assim baixar os seus custos operacionais e aumentar a sua competitividade, tanto no plano nacional bem como no plano internacional.

A Critical Kinetics - Academy tem por objetivo oferecer formação em áreas técnicas sensíveis, onde se considera que a oferta de mercado é escassa ou de qualidade insuficiente. De destacar a autoria da realização de vários seminários anuais, sobre o estado da arte e os novos desafios que o setor fotovoltaico enfrentou e mais importante sobre os que iremos enfrentar no futuro. Estes seminários têm sido sempre bastante participativos o que levou a um aumento da fasquia e assim este ano realizamos um congresso nacional sobre o Autoconsumo fotovoltaico na Associação Empresarial da Região de Santarém (NERSANT) em Torres Novas, no passado dia 10 de Outubro.

Para a área da Energia Solar foi criada a CK Solar Academy, que oferece, neste momento, formação técnica avançada em diversos países de língua portuguesa. Dentro da formação disponibilizada pela CK Solar Academy, destaca-se a pós-graduação em energia solar, onde é dada formação sobre o dimensionamento de sistemas solares térmicos para o

aquecimento de águas para AQS e para sistemas industriais. E de sistemas fotovoltaicos para Mini e Micro produção de energia elétrica.

Atualmente a formação tem incidido no projeto e dimensionamento de sistemas de autoconsumo fotovoltaico, pelo que este ano já realizamos 5 cursos intensivos de autoconsumo fotovoltaico (CIAF), para responder ao crescente interesse dos profissionais do setor em receber formação nesta área.

Existe ainda o departamento Led21, especializado em iluminação, o CKEfficiency que oferece soluções de Eficiência Energética, e a Mobilidade21 que apresenta pequenos veículos elétricos como *scooters* ou bicicletas.

Na figura 1 está representado os vários departamentos da Critical Kinetics.

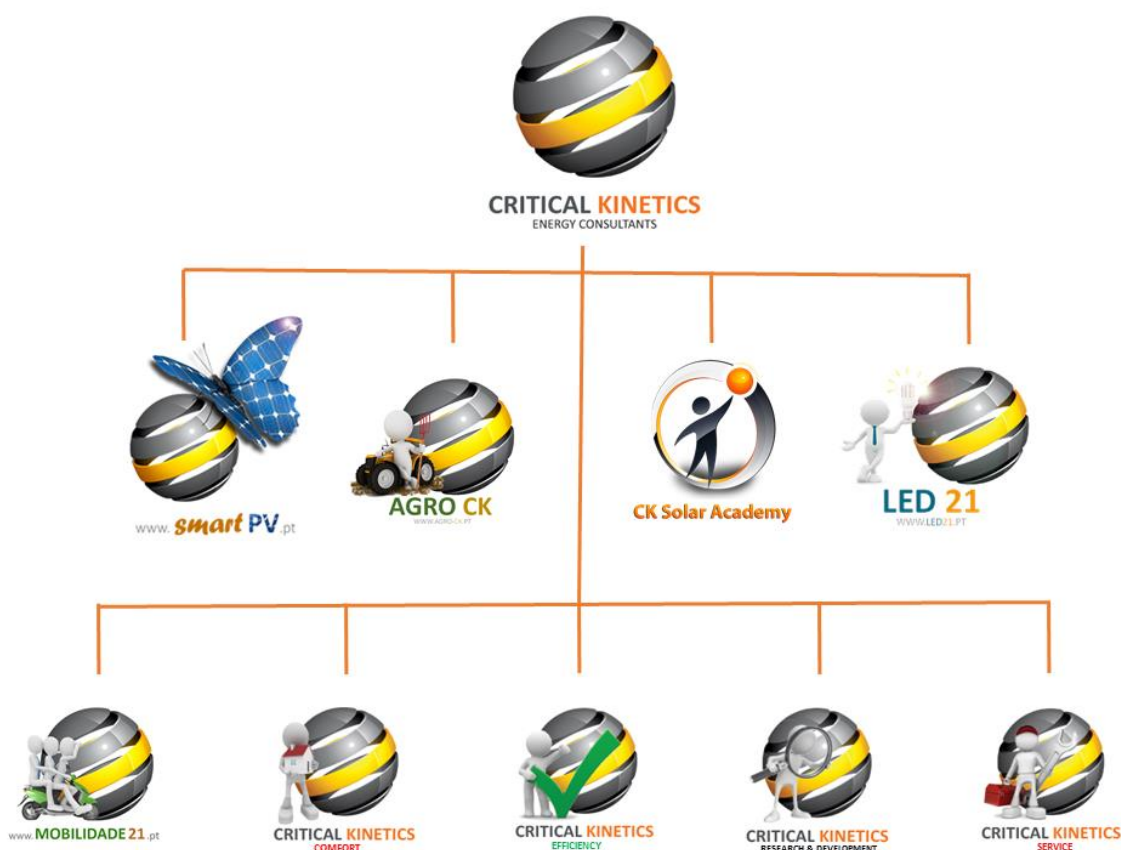


Figura 1 - Departamentos da CRITICALKINETICS.

Fonte: Critical Kinetics

3. Estado da Arte

O sonho de aproveitar a energia que nos é fornecida pelo Sol para nosso uso não é novo. No entanto, o desafio tecnológico que está por trás do aproveitamento da radiação solar como fonte de eletricidade é complexo. A solução para esse desafio começou a ser construída por Edmund Becquerel, que foi quem verificou pela primeira vez que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz. Decorria então o ano de 1839, e acabava de ser descoberto o efeito fotovoltaico. Mais tarde, em 1877, W. G. Adams e R. E. Day, desenvolveram o primeiro dispositivo sólido de produção de eletricidade por exposição à luz, a partir do selénio. Apesar da baixa eficiência de conversão, da ordem de 0,5%, nos finais do século XIX o engenheiro alemão Werner Siemens (fundador do império industrial com o seu nome) comercializou células de selénio como fotómetros para máquinas fotográficas. Foi a primeira aplicação comercial da tecnologia.

Albert Einstein veio abrir uma época de novos desenvolvimentos na área, ao explicar o efeito fotoelétrico, em 1905. Seguiram-se o advento da mecânica quântica e a física dos semicondutores, assim como as técnicas de purificação e dopagem associadas ao desenvolvimento do transistor de silício. As grandes melhorias de eficiência na conversão da energia resultantes destes avanços tornaram o fotovoltaico numa solução viável para várias novas situações [1].

Com o advento da era espacial, a tecnologia assumiu uma nova importância. As células solares começaram por ser usadas como *backup* às pilhas químicas usadas nos satélites, em 1958. No entanto, rapidamente mostraram ser soluções muito mais fiáveis, pelo que hoje, todos os veículos espaciais são equipados com material fotovoltaico. A utilização no espaço de células solares levou a importantes melhorias na sua eficiência na década de 1960. Foi também na década de sessenta que surgiram as primeiras aplicações terrestres, para casos muito particulares, como sistemas de telecomunicações remotos e bóias de navegação. Apenas este tipo de aplicações podia justificar um custo da eletricidade produzida muito elevado [1].

Mas o grande impulso ao desenvolvimento do fotovoltaico veio do petróleo, com o choque petrolífero de 1973. O pânico gerado levou a um forte investimento em programas de

investigação para reduzir o custo de produção das células solares. Apareceram então ideias revolucionárias, como a utilização de novos materiais, em particular o silício multicristalino (por oposição aos monocristais, cristais únicos de silício, muito mais caros de produzir) ou de métodos de produção de silício diretamente em fita (eliminando o processo de corte dos lingotes de silício, e todos os custos associados). De facto, em 1976 surgiu a primeira célula em silício amorfo hidrogenado (aSi:H), aquela que viria ser a primeira tecnologia da geração do filme fino. O resultado destes e de outros avanços foi uma espetacular redução do custo da eletricidade solar de 80\$/Wp (dólares por Watt pico) para cerca de 12\$/Wp em menos de uma década.

Nas décadas de oitenta e noventa o investimento em programas de financiamento e de demonstração continuou, motivado pela procura de alternativas aos combustíveis fósseis para produção de eletricidade. Exemplos destas iniciativas são a instalação da primeira central solar de grande envergadura (1 MWp) na Califórnia, em 1982, e o lançamento dos programas de “telhados solares” na Alemanha (1990) e no Japão (1993), pelos quais os governos apoiaram fortemente a micro-geração de eletricidade por particulares [1].

De facto, foram os governos da Alemanha e do Japão quem primeiro percebeu que a criação de um verdadeiro mercado fotovoltaico não poderia basear-se apenas no desenvolvimento tecnológico, mas também ser incentivado no sentido de criar massa crítica no mercado. Um estudo financiado pela Comissão Europeia mostrou recentemente que, utilizando tecnologia atual melhorada apenas por investigação focada com resultados previsíveis, uma fábrica de painéis solares com um nível de produção da ordem dos 500 MW anuais levaria a uma redução dos custos dos painéis solares para valores competitivos com a eletricidade convencional (1 euro/Wp). Estes resultados vêm confirmar que esta tecnologia está a tornar-se competitiva, e que as economias de escala são determinantes.

O apoio político foi aliás o catalisador de um desenvolvimento exponencial a que se assistiu na última década: em 1999 o total acumulado de painéis solares produzidos atingia 1 GW (gigawatt), para duplicar três anos depois. Como era esperado, o desenvolvimento tecnológico do fotovoltaico acompanhou esse crescimento. Em 1998 foi atingida a eficiência de conversão recorde de 24,7% (em laboratório) com células em silício monocristalino, e em 2005, cientistas do alemão *Fraunhofer Institut for Solar Energy*

Systems anunciaram uma eficiência superior a 20% para células em silício multicristalino. Entretanto, células solares com configurações mais complexas, as chamadas células em cascata (ou tandem), que consistem na sobreposição de várias células semicondutoras otimizadas para diferentes comprimentos de onda da radiação, permitem já atingir rendimentos de conversão superiores a 34% [2].

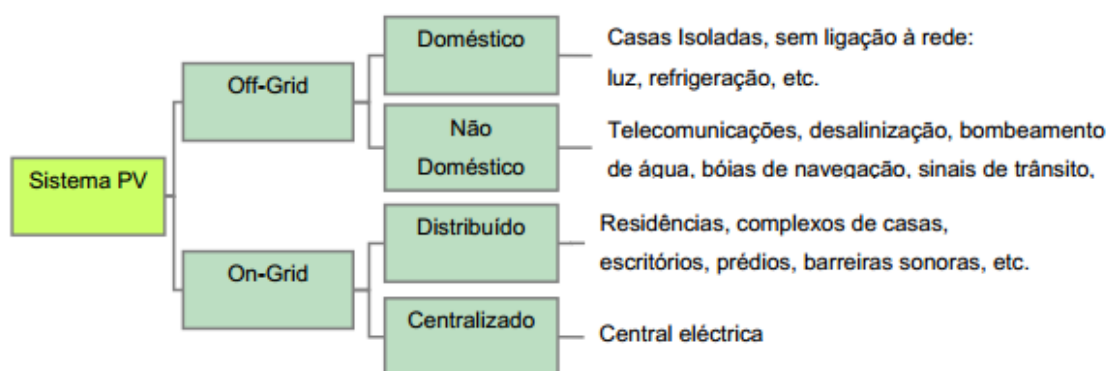


Figura 2: Tipos de sistemas fotovoltaicos. Fonte: IEA

É importante relativizar o peso da energia fotovoltaica no contexto da produção mundial de energia elétrica atual: apenas 1 GW de capacidade fotovoltaica estavam em operação no Mundo em finais de 2002, contra 3300 GW de capacidade elétrica total. Na UE, região onde o fotovoltaico (PV) está mais desenvolvido, 86,64 GW de potência estavam já instalados em 2014, dos quais 97% tinham ligação à rede. Este último número mostra que, embora muito interessantes do ponto de vista económico e prático, os sistemas autónomos representam um mercado potencial muito pequeno, quando comparado com as necessidades de produção energética totais. Em Portugal até Maio de 2014, tínhamos 0,321 GW de PV instalados, num total de 11,4 GW de potência de fonte renovável (figura 3). Pode-se verificar que houve um aumento da potência de origem PV significativo, a partir de 2009, graças aos apoios fiscais implementados pelo Estado português nesse ano. O desafio que se pôs à indústria foi o de tornar os custos da tecnologia cada vez mais competitivos e alcançar a paridade com a rede (custos ao nível dos praticados pelas outras tecnologias, que vendem à rede). Esta paridade foi entretanto alcançada em 2013. Só essa competitividade poderá assegurar uma explosão dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, tornando a energia solar numa resposta verdadeiramente viável aos desafios do novo milénio.

Renováveis	Energia elétrica										Potência
	Potência Instalada (MW)										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014 Maio ¹	
Total Renovável	6 329	7 008	7 809	8 458	9 107	9 688	10 625	11 053	11 308	11 410	
Hídrica	4 816	4 848	4 853	4 857	4 884	4 898	5 332	5 539	5 535	5 535	
Grande Hídrica (>30MW)	4 234	4 234	4 234	4 234	4 234	4 234	4 666	4 877	4 877	4 877	
PCH (>10 e ≤ 30 MW)	267	288	288	288	290	290	290	288	288	288	
PCH (≤ 10 MW)	315	326	331	335	361	374	377	374	370	370	
Eólica	1 063	1 699	2 464	3 058	3 564	3 914	4 378	4 531	4 725	4 802	
Biomassa	335	335	348	350	408	592	575	564	569	569	
c/ cogeração	323	323	323	323	323	476	459	441	446	446	
s/ cogeração	12	12	25	27	85	116	116	123	123	123	
Resíduos Sólidos Urbanos	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	
Biogás	8	8	15	16	24	34	50	62	67	68	
Geotérmica	18	29	29	29	29	29	29	29	29	29	
Fotovoltaica	3	3	15	62	111	134	174	242	297	321	

Figura 3: Evolução da potência de origem renovável instalada em Portugal. Fonte: *DGEG*

3.1 Potencial do Fotovoltaico para Abastecimento de Eletricidade

Prevê-se que o crescimento do mercado fotovoltaico, a que se tem assistido nos últimos anos, se mantenha no curto prazo. As políticas de incentivos seguidos por diversos países, bem como a adaptação da indústria produtora de sistemas fotovoltaicos às maiores necessidades do mercado, refletiu-se num volume de produção próximo dos 11 GW em 2010 (contra apenas 1 GW em 2002). A eletricidade gerada não chegou a 30 TWh (Terawatt-hora), o que representa menos de 0,15% da produção total mundial de eletricidade para o mesmo ano. Este crescimento ainda tem pouco impacto no *mix* energético mundial [2]. Por outro lado, este crescimento foi na sua grande maioria sustentado pelos subsídios, o que quer dizer que o mercado em 2010 não era ainda auto-suficiente. Para que o nível desejado de autonomia do mercado seja atingido, é preciso que os preços da energia fotovoltaica atinjam a paridade com a rede, ou seja estejam ao nível dos preços praticados junto do consumidor, como já mencionado, essa paridade foi atingida em 2013. A partir deste ponto, a energia fotovoltaica compete diretamente com as outras formas de produção, pelo que um enorme mercado está neste momento aberto.

Segundo dados do “*EurObserv`ER*” em 2015, os 86,64 GW instalados na europa foram responsáveis pela produção de 91,3 TWh de energia.

Em Portugal o consumo de energia elétrica PV tem aumentado nos últimos anos, em especial a partir de 2009 como os incentivos que foram apresentados pelo estado português, para a produção descentralizada de energia. Esta energia produzida através de sistemas de microprodução e de miniprodução, foram responsáveis pela instalação de 140MW de potência PV até 2015, com uma produção anual de 518GWh [3].

No relatório “Renováveis” de Maio de 2014 da DGEG- Direção Geral de Energia e Geologia, são publicadas as estatísticas referentes à potência instalada, bem como à produção de energia de fontes renováveis, onde poderemos constatar o aumento constante da produção de energia elétrica fotovoltaica, sendo esta a única que apresenta este aumento continuado desde 2005 [3].

	Renováveis										Energia elétrica	Produção
	Produção Anual (GWh)											
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		Maio ¹
Total Renovável	8 616	16 188	16 593	15 140	19 016	28 753	24 690	20 410	30 648	32 268		
Hídrica	5 118	11 467	10 449	7 298	9 009	16 547	12 114	6 660	14 892	16 214		
Grande Hídrica (>30MW)	4 453	9 884	9 405	6 281	7 648	14 454	10 615	5 683	12 938	14 256		
em bombagem	443	548	422	499	724	399	578	1 038	1 138	1 036		
PCH (>10 e <=30 MW)	268	759	500	459	619	1 005	637	411	900	893		
PCH (<= 10 MW)	396	823	544	558	742	1 088	862	566	1 054	1 064		
Eólica	1 773	2 926	4 036	5 757	7 577	9 182	9 162	10 260	12 026	12 357		
Biomassa ²	1 320	1 380	1 549	1 500	1 713	2 226	2 467	2 496	2 516	2 434		
c/ cogeração	1 256	1 302	1 385	1 338	1 364	1 560	1 722	1 710	1 780	1 713		
s/ cogeração	64	78	164	163	349	665	745	786	736	720		
Resíduos Sólidos Urbanos	592	585	551	561	579	577	592	490	571	571		
Fração renovável	296	293	276	281	290	289	296	245	286	286		
Biogás	35	33	58	71	83	100	161	209	250	261		
Geotérmica	71	85	201	192	184	197	210	146	197	199		
Fotovoltaica	3	5	24	41	160	214	280	393	482	518		
Total normalizado (Diretiva 2009/28/CE)	14 658	15 841	17 593	18 737	20 411	22 904	25 092	25 450	26 227	27 352		
Hídrica normalizada	11 182	11 109	11 390	11 169	10 978	11 478	12 187	11 598	11 449	12 015		
Eólica normalizada	1 751	2 937	4 096	5 482	7 003	8 401	9 492	10 361	11 048	11 640		
Produção Bruta + Saldo Importador ³	53 399	54 482	54 741	55 400	54 983	56 715	55 275	54 508	52 774	52 840		
% de renováveis (Real)	16,1%	29,7%	30,3%	27,3%	34,6%	50,7%	44,7%	37,4%	58,1%	61,1%		
% de renováveis (Diretiva)	27,5%	29,1%	32,1%	33,8%	37,1%	40,4%	45,4%	46,7%	49,7%	51,8%		

¹ Ano-móvel: junho de 2013 a maio de 2014.

² Inclui resíduos vegetais, florestais e licorres sulfúricos.

³ Produção Bruta + Saldo Importador é provisória para 2013 e estimada para 2014.

Figura 4: Produção de energia de fontes renováveis em Portugal. Fonte: DGEG

3.2 Potencial do Sol

Como já foi referido, o potencial da radiação solar como fonte de energia é praticamente inesgotável. Em primeira análise, toda a energia de que o mundo atualmente necessita poderia ser extraída desta fonte. De facto a potência que o Sol emite é colossal, cerca de $3,87 \times 10^{26} \text{ W}$ [4], o que significa que a sua massa diminui em cerca de 4,3 milhões de toneladas por segundo (Equação 2), mas ainda serão necessários vários milhões de anos para perder 0,000001 da sua atual massa, que é cerca de $1,989 \times 10^{30} \text{ Kg}$.

O fator da relação entre massa e energia consta na conhecida equação de Albert Einstein.

$$E = mc^2 \quad (\text{Equação 1})$$

Na qual o valor “c” é a velocidade da luz no vácuo, um valor constante e universal, cujo seu valor é de cerca de 300 milhões de metros por segundo.

$$\text{Energia em joules} = 300000000^2 \times \text{massa em kg} \quad (\text{Equação 2})$$

$$m = \frac{3,87 \times 10^{26}}{9 \times 10^{16}} \cong 4300000000 \text{ kg}$$

em que $1\text{J}=1\text{W.s}$

A atração que a energia solar suscita é fácil de compreender. Mas em última análise todas as fontes primárias de energia usadas na Terra com exceção da geotérmica têm origem no Sol. Sejam essas fontes renováveis como a fotovoltaica, eólica, biomassa e marés, bem como as ditas de origem fóssil, como o gás natural, carvão e o petróleo. Toda a vida na Terra é alimentada pelo Sol, as plantas armazenam essa energia nas suas folhas e frutos, que por sua vez são consumidos pelos animais vegetarianos e estes pelos carnívoros. O petróleo o carvão e o gás natural são o resultado da decomposição de restos orgânicos de animais e vegetais depositados no fundo de lagos e mares que sofreram transformações químicas ao longo de milhões de anos. A sua composição química é a combinação de moléculas de carbono e hidrogénio, os chamados hidrocarbonetos [5].

A luz do sol fornece energia à Terra sob as formas de calor e luz com uma potência cerca de 15000 vezes a que corresponde ao nosso consumo de energia primária total ou seja, a energia solar que chega à atmosfera da nosso planeta em 30 minutos é suficiente para as necessidades energéticas anuais atuais da humanidade. Todavia, esta é uma pequena parte

(inferior a $1/10^{12}$), do total da energia que o sol irradia continuamente em todas as direções do espaço e à nossa escala de tempo humana, este gasto maciço das suas reservas não tem praticamente expressão.

Um dos primeiros problemas da energia solar é que ela chega à Terra de forma pouco concentrada. Para receber em energia solar, em Portugal, o equivalente à energia útil produzida por uma central de produção de energia de 628 MW, como é o caso da central termoelétrica do Pego, em Abrantes, Portugal é necessário disseminar um conjunto de coletores solares numa área (A) de 410 hectares, e se pretendermos essa energia sob a forma de eletricidade, será necessária uma área 2,65 vezes superior (ver equação 5), de acordo com os dados:

Radiação solar média em Portugal: $1500 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$

Eficiência média dos atuais módulos solares 15,3%: $229,5 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ ($\eta_{\text{módulos}}$)

Energia produzida na Central Termoelétrica do Pego em 2011: 2495 GWh/ano (E_{Pego})

Fonte: Tejo Energia

Consumo de eletricidade em Portugal em 2011: $4,91 \times 10^{10} \text{ kWh/ano}$ (E_{Portugal})

Fonte: DGEG

Assim a energia total (E_{PV}), que os 410 hectares produziram seriam:

$$\text{Energia} = A * \eta_{\text{módulos}} \quad (\text{Equação 3})$$

$$E_{PV} = 410 \times 10000 \times 229,5 = 940 \text{ GWh} \quad (\text{Equação 4})$$

$$\frac{E_{\text{Pego}}}{E_{PV}} = \frac{2495 \text{ GWh}}{940 \text{ GWh}} = 2,65 \quad (\text{Equação 5})$$

Se com o mesmo raciocínio, efetuarmos um cálculo para determinar a área (A_t), necessária para produzir 100% da eletricidade consumida em Portugal em 2011, obteríamos:

$$A_t = \frac{E_{\text{Portugal}}}{\eta_{\text{módulos}} * 1000000} = \frac{4,91 * 10^{10}}{229,5 * 1000000} = 213,94 \text{ Km}^2 \quad (\text{Equação 6})$$

Dividindo esta área pelo número de habitantes em Portugal em 2011, cerca de 10560000 (Fonte: INE), teríamos uma área de módulos fotovoltaicos por habitante de:

$$\frac{A_t}{Pop_{2011}} = \frac{213,94 \cdot 1000000}{10560000} = 20,25 m^2 \quad (\text{Equação 7})$$

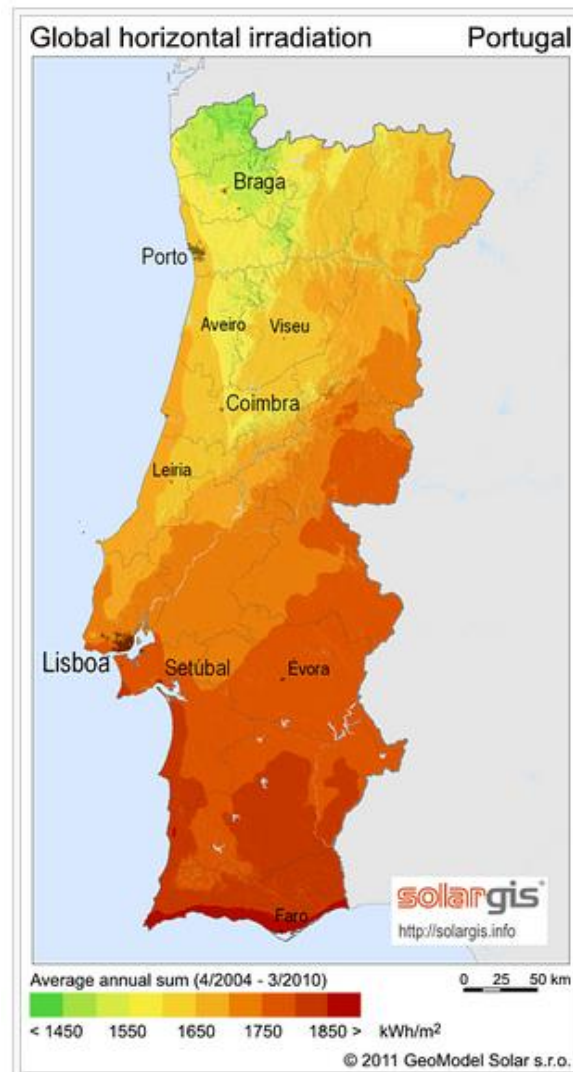


Figura 5: Mapa com a irradiação média global em Portugal. Fonte: Solargis

No entanto, é necessário perceber que produzir energia limpa nunca poderá passar por uma só tecnologia. A energia elétrica não é armazenável em grandes quantidades, pelo que a sua produção tem de ser praticamente simultânea ao seu consumo. Por isso, a sua produção

tem de ser flexível, rapidamente adaptável às necessidades de cada momento. Um bom *mix* de fontes energéticas é portanto essencial.

Sabendo isto, compreendemos também que a energia fotovoltaica não poderá nunca ser uma solução única, mas apenas mais uma fonte energética que vem contribuir para o conjunto de soluções que devem assegurar o abastecimento de eletricidade ao planeta. Falta no entanto perceber até onde pode ir esse contributo. A EPIA- *European photovoltaic industry association* elaborou um estudo no qual defende que os custos dos sistemas continuarão a descer proporcionalmente ao crescimento dos volumes de produção dos painéis, e às consequentes economias de escala. A EPIA antecipa ainda que em 2020 cerca de 1% da eletricidade consumida mundialmente será de origem fotovoltaica, elevando-se essa fração para cerca de 26% em 2040. Num outro estudo, mostra que a importância desta tecnologia em 2020 poderá ser tal, que empregará dois milhões de pessoas, fornecendo eletricidade a mil milhões de pessoas.

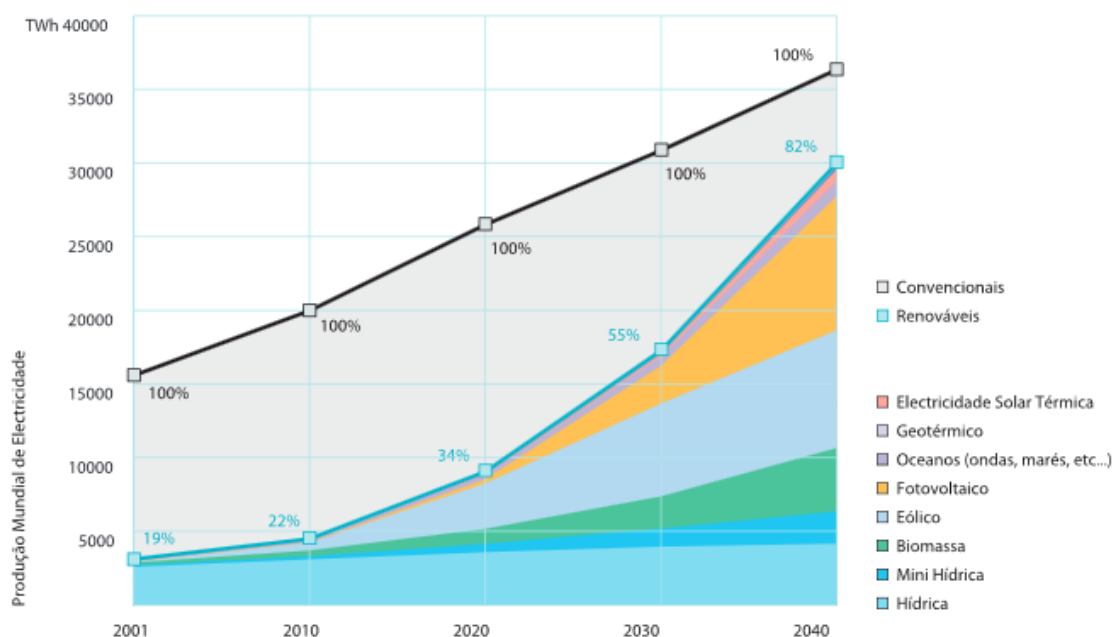


Figura 6: Previsão da evolução da produção de energia elétrica a nível mundial até 2040. Fonte EPIA

3.3. Panorama do fotovoltaico em Portugal

No esforço de fazer coincidir a produção de energia com o seu consumo local, foi publicado o Dec. Lei 153/2014 de 20 de Outubro que vem legislar sobre o Novo Regime de Produção Distribuída, dando primazia ao autoconsumo fotovoltaico, cuja respetiva regulamentação do autoconsumo e da pequena produção, consta nas portarias nº14 e nº15/2015 de 23 de Janeiro. As principais características estão resumidas na figura 7.

	1 Autoconsumo	2 Pequena Produção
Fonte	• Renovável e Não Renovável	• Renovável
Limite Potência	• Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo	• Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo • Potencia de ligação até 250 KW
Requisitos Produção	• Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo • Venda do excedente instantâneo ao CUR	• Produção anual < 2x consumo da instalação • Venda da totalidade da energia ao CUR
Remuneração	• Valor da "pool" para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos • Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado	• Tarifa obtida em leilão para totalidade da produção • Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2x consumo da instalação não é remunerado
Compensação	• Entre 30% e 50% do respectivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potência instalada no SEN	• n.a.
Contagem	• Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW	• Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação
Processo Licenciamento	• Processo gerido via plataforma electrónica • Mera comunicação prévia: Entre 200W – 1,5 kW • Registo+certificado de exploração: Entre 1,5 kW e 1MW • Licença de produção + exploração: >1MW	• Processo gerido via plataforma electrónica • Registo + certificado de exploração • Inspeções obrigatórias
Outros aspectos	• Não existe quota de atribuição	• Quota máxima anual de potência atribuída (p.e. 20 MW atribuídos por ano)

Figura 7: Principais características do Novo regime de produção distribuída.

Fonte: Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia

Este novo regime vem introduzir a possibilidade de produzir e consumir localmente a energia produzida por um sistema de autoconsumo fotovoltaico, o que no meu ponto de vista é a mais-valia deste regime. De facto as empresas, ao poderem produzir parte das suas necessidades energéticas, ficam menos vulneráveis a futuras flutuações do preço da energia elétrica bem como, a redução da sua fatura elétrica, traduz-se numa redução dos custos operacionais da empresa e assim num aumento da sua competitividade.

1 Autoconsumo

Principais características

- A unidade de produção (UPAC) produz preferencialmente para satisfazer necessidades de consumo
- A energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo
- O excedente produzido é injetado na RESP, evitando o desperdício
- A UPAC é instalada no local de consumo
- A Potência de ligação da UPAC tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo
- A Potência da UPAC não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação

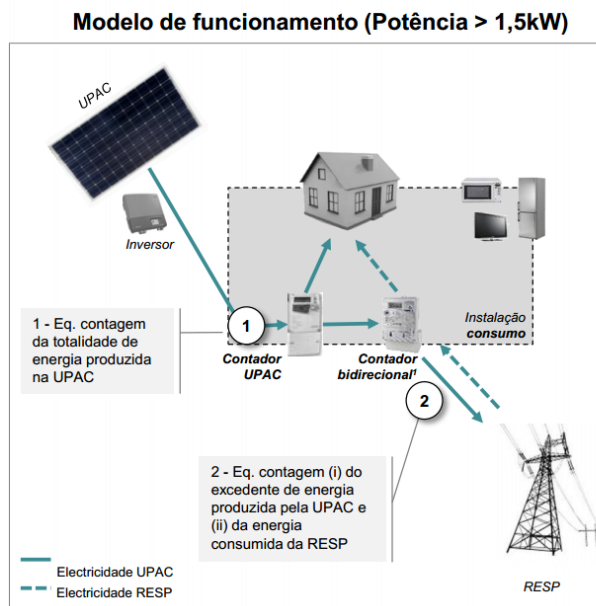


Figura 8: Principais características numa UPAC-Unidade de produção de autoconsumo.

Fonte: Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia

Este regime de produção e consumo de energia permite, no entanto, que seja injetado na RESP- Rede Elétrica de Serviço Público, o excedente de produção. Este excedente de produção acontece quando não existe coincidência entre esta produção e o consumo, ou quando a produção é superior ao consumo instantâneo. É de referir no entanto que a viabilidade económica do projeto de um sistema de autoconsumo é afetada negativamente quando existe uma grande quantidade de energia injetada na RESP, pois o valor a que esta é remunerada ao promotor da instalação é 90% do valor da tarifa do mercado ibérico (MIBEL). Pelo que, e como irei demonstrar neste relatório, é fundamental que o dimensionamento do gerador fotovoltaico de um projeto de autoconsumo seja feito “à medida” das necessidades energéticas da instalação.

Este novo diploma vem substituir os anteriores Dec. Lei. 363/2007 (Microprodução, potências até 11,04kW) e o Dec. Lei 34/2011 (Miniprodução, potências até 250kW). O novo diploma prevê as UPP-Unidade de Pequena Produção que vêm substituir os anteriores micros e miniprodução. Estas unidades de produção injetam a totalidade da

produção de energia na RESP, sendo a tarifa estipulada e revista anualmente. A tarifa referente ao ano de 2015 é de 0,095€/kWh, sendo notória a acentuação da redução da tarifa a pagar a estes novos PRE-Produtores em Regime Especial. Redução que vem desde 2007 aquando da publicação do Dec. Lei 363/2007, ou seja foi intensão do atual governo reduzir a vertente de “negócio” associada ao anterior regime de micro e miniprodução, que motivava o sobredimensionamento das centrais e o consequente sobrecusto para o SEN- Sistema Elétrico Nacional. Este é um fator importante, pois a subsídio das tarifas pagas aos PRE foi um dos fatores que contribuiu para o atual défice energético de 5,1 mil milhões de euros.

Na figura 9, estão as principais características das UPP.

2 Pequena Produção

Principais características

- A unidade de pequena produção (UPP) injeta a totalidade da energia produzida na RESP;
- A Instalação de consumo associada, recebe toda a eletricidade proveniente do respectivo comercializador;
- A UPP é instalada no local de consumo;
- A Potência de ligação da UPP tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e nunca superior a 250kW
- Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de consumo
- Modelo idêntico ao atual regime da Miniprodução

Modelo de funcionamento

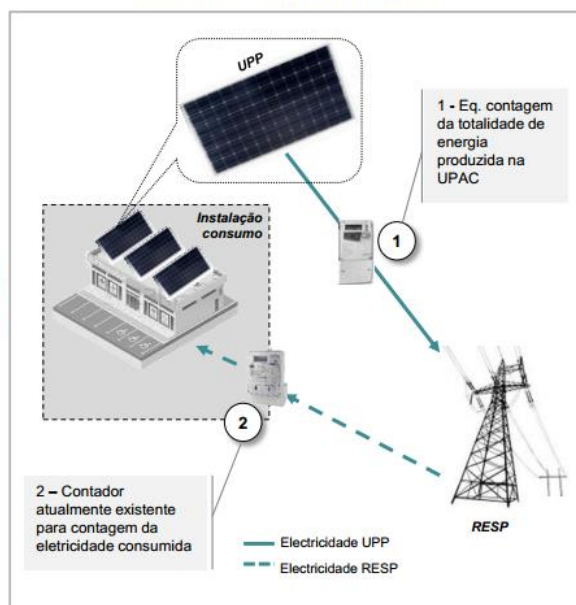


Figura 9: Principais caraterísticas numa UPAC-Unidade de pequena produção.

Fonte: Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia

3.4 Fotovoltaica uma solução viável para Portugal

Portugal tem uma das melhores insolações anuais de toda a Europa, com valores 70% superiores aos verificados na Alemanha. Esta diferença leva a que o custo da eletricidade produzida em condições idênticas seja 40% menor em Portugal. Esta é uma vantagem enorme, que tem de ser capitalizada. A juntar a este fator, outros fazem com que seja importante explorar da melhor maneira o fotovoltaico. Esses fatores podem ser classificados em quatro categorias: socioeconómicos, ecológicos/ambientais, energéticos e arquiteturais. Os benefícios socioeconómicos são certamente os mais importantes para Portugal.

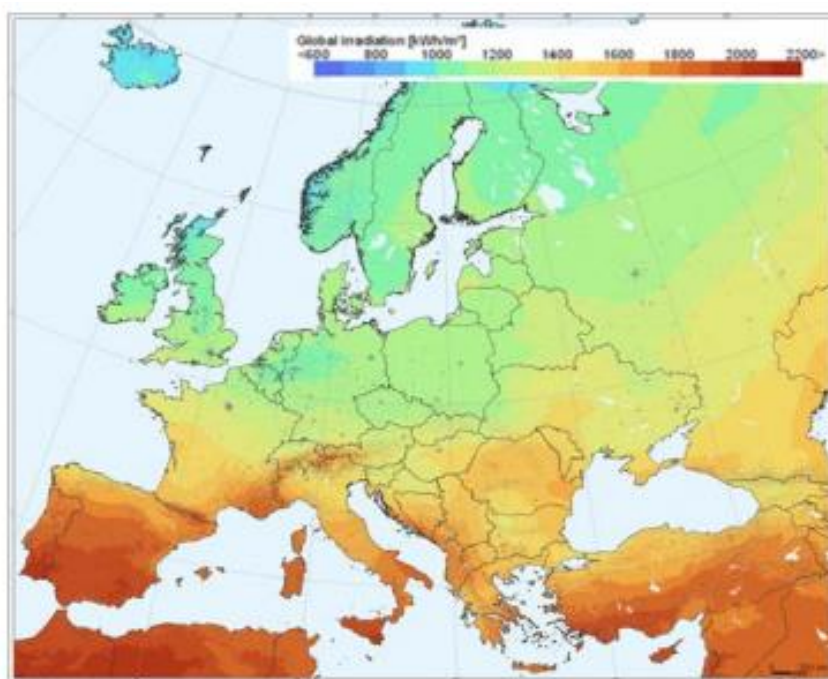


Figura 10: Insolação global por m^2 na Europa.

Fonte: Joint Research Centre, Comissão Europeia

Os benefícios ambientais são provavelmente os mais óbvios: estes incluem a geração de uma quantidade significativa de energia ao longo do período de vida útil, a consequente redução em emissões de gases com efeito de estufa, e em ocorrência de chuvas ácidas ou *smog* (embora estes não sejam problemas frequentes em Portugal). Há aproveitamento de um recurso endógeno universal, gratuito e não poluente, o que contribui para um desenvolvimento sustentável. A produção de eletricidade em horas de ponta vem também melhorar o *mix* energético nacional, muito caro e poluente nesses períodos.

Esta última vantagem remete para os benefícios elétricos. Aqui, pode ainda ser referida a redução no uso das grandes centrais, a disponibilidade de eletricidade em situações de emergência, o investimento evitado em extensões da rede para locais remotos, a diminuição das perdas no transporte, a melhoria da fiabilidade da rede e sobretudo a diminuição da variabilidade na produção, fator muito importante num país com forte componente hídrica no *mix* elétrico. A nível arquitetural, há que referir a substituição de material de construção (em fachadas), a recolha e dissipação térmica, e o efeito estético possível, por variações de cor, transparência, ou ainda superfícies sem reflexão. A criação de novas fileiras industriais, com elevado valor acrescentado, a geração de emprego, o reforço da imagem de responsabilidade social e de capacidade tecnológica de qualquer instituição são alguns dos benefícios socioeconómicos. As novas indústrias trazem também novos produtos e mercados, vários serviços são desenvolvidos (gerando mais emprego), o tecido empresarial de regiões deprimidas pode ser renovado, o salário médio sobe, são abertas novas áreas de formação, e é invertido o despovoamento, com a criação de novas infraestruturas e centralidades. Refira-se mais uma vez que existem previsões que apontam para que o *cluster* do fotovoltaico empregue dois milhões de pessoas no mundo dentro de 15 a 20 anos.

A modularidade dos sistemas fotovoltaicos, traz também vantagens significativas: permite tempos de construção muito curtos. Segundo a Catavento, Produção de energia, SA um dos parceiros do projecto da central de Serpa com 11MWp esta, foi construída em 8 meses, a manutenção é reduzida e o equilíbrio entre oferta e procura é mais fácil de atingir. A diversificação de fontes energéticas, a diminuição das importações de combustíveis fósseis e a reduzida volatilidade dos preços são outras vantagens económicas obtidas. As externalidades (impacto ambiental, deslocamentos sociais, necessidades de infraestruturas) são muito menores do que para os combustíveis fósseis e o nuclear. Por fim, é ainda de referir a importância que esta tecnologia poderá ter no futuro, no apoio a países em vias de desenvolvimento por exemplo. Resumindo, o fotovoltaico pode beneficiar a indústria e a economia (no curto prazo e com efeitos duráveis), a segurança do abastecimento energético (médio prazo), e o ambiente (longo prazo).

4. As Tecnologias

As previsões de crescimento do mercado vão ao encontro daquele que é o enorme potencial da tecnologia. De facto, espera-se que se venha a confirmar que é capaz de fornecer ao Mundo energia limpa e sustentável em larga escala. Para que se possa melhor definir um rumo a seguir para alcançar este objetivo, é importante que se responda antes a um conjunto de questões:

- Quais das atuais tecnologias fotovoltaicas podem efetivamente evoluir e ser desenvolvidas em larga escala? Quais as suas características?
- Em que estado de desenvolvimento estamos?
- Qual o potencial de desenvolvimento futuro?
- Quais são as atuais direções da investigação e desenvolvimento mais promissoras?

Para além dos painéis solares fotovoltaicos convencionais, outras tecnologias de aproveitamento da radiação solar estão disponíveis: os sistemas solares térmicos, que aproveitam a luz do sol para produzir calor e aquecer água são já bastante utilizados em Portugal. A sua utilização é economicamente vantajosa e a atual legislação obriga a que todos os novos edifícios possuam de raiz condições para que estes equipamentos sejam facilmente instalados. Numa outra solução (sistemas termoeletricos), os sistemas CSP (do inglês *Concentrating Solar Power*), lentes ou espelhos parabólicos concentram a radiação solar em painéis de alta eficiência. É utilizado o calor do sol para aquecer fluidos, com os quais é produzida energia elétrica. A tecnologia é bastante distinta da do fotovoltaico normal, e a sua aplicação em sistemas de pequena escala é mais difícil.

4.1 Radiação eletromagnética

Quase toda a energia solar que chega até nós atravessa um espaço vazio com cerca de 150 milhões de km e vem sob a forma de radiação eletromagnética. Esta energia é obtida através da fusão nuclear, que liberta imensas quantidades de energia no interior do Sol e mantém a sua temperatura em milhões de graus. A energia é transmitida para fora do Sol por radiação sob a forma de ondas eletromagnéticas que são originadas pelo movimento oscilatório rápido das partículas carregadas de eletricidade na sua superfície quente. A fase seguinte envolve uma importante característica destas ondas: propagam-se no espaço vazio. Ao contrário das ondas aquáticas, não necessitam de um meio material para se propagarem através dele. Se assim não fosse, não seria possível ver o Sol, a Lua, as estrelas, porque a luz é uma forma de radiação eletromagnética. Quando esta radiação chega à Terra, as partículas com carga elétrica que compõem os átomos e as moléculas são impulsionadas por efeito elétrico, retirando a energia às ondas eletromagnéticas. E assim criam-se as condições para nos podermos aquecer ao Sol.

A experiência comum ajuda-nos a adicionar mais alguns pormenores. Basta pensar no que acontece quando aquecemos gradualmente qualquer objeto de metal. Antes de aparecer qualquer radiação visível, sentimos que o metal começa a irradiar calor. Esta radiação invisível é constituída por ondas eletromagnéticas infravermelhas. O termo infravermelho significa “abaixo do vermelho”, isto é, as oscilações que produzem estas ondas tem uma velocidade de oscilação mais baixa que a da luz vermelha que é visível. Se continuarmos a aquecer o metal, as suas partículas vibram com o aumento de energia e o metal começa a emitir luz, primeiro vermelha, depois amarela e eventualmente ficará ao rubro. Nessa altura, emite todas as cores do arco-íris, ou seja todas as radiações visíveis desde o vermelho ao violeta e também ainda bastantes infravermelhos, como se pode verificar se aproximarmos a mão do metal. Finalmente, a temperatura extremas que se aproximem dos 6000°C, alguma percentagem da energia é de radiação ultravioleta, ondas com a oscilação mais rápida mas, com um comprimento de onda mais pequeno, figura 11.

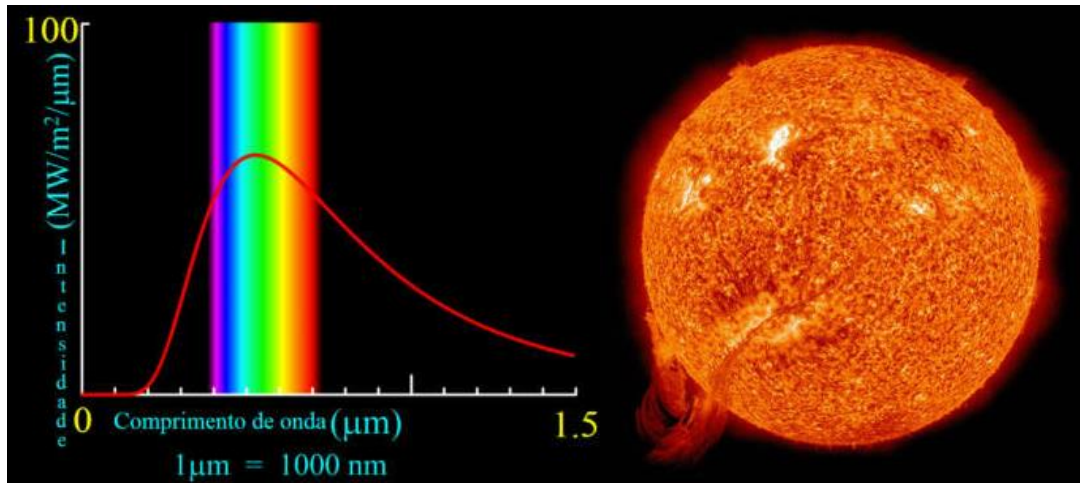


Figura 11: Espectro eletromagnético do Sol. Fonte: Wikipédia

A lei de *Wien* (ou lei do deslocamento de *Wien*) é a lei da física que relaciona o comprimento de onda onde se situa a máxima emissão de radiação eletromagnética de um corpo negro e sua temperatura [6]:

$$\lambda_{Max} = \frac{b}{T} \quad (\text{Equação 8})$$

Em que:

λ_{max} , é o comprimento de onda (em metros) onde a intensidade da radiação eletromagnética é a máxima;

T , a temperatura do corpo em kelvin (K);

b , é a constante de proporcionalidade, chamada constante de dispersão de Wien, [6] em m.K (metro x Kelvin), sendo este valor $b=2,8977685 \cdot 10^{-3} \text{ m.k.}$

As consequências da lei de *Wien* é que quanto maior for a temperatura de um corpo negro, menor é o comprimento de onda na qual emite. Por exemplo, a temperatura da fotosfera solar é de 5780 K e o pico de emissão produz-se a $501 \text{ nm} = (5,014 \times 10^{-7} \text{ m})$. Como 1 angström $1 \text{ \AA} = 10^{-10} \text{ m} = 10^{-4} \text{ micros}$ resulta que o máximo ocorre a 5014 Å.

$$T = \frac{0,0028977685}{5,014 \times 10^{-7}} = 5780 \text{ K} \quad (\text{Equação 9})$$

Como o espectro visível se estende desde 4000 Å até 7400 Å, este comprimento de onda cai dentro do espectro visível, sendo um tom de verde. Entretanto, devido à dispersão de *Rayleigh* da luz azul pela atmosfera o componente azul separa-se distribuindo-se pela abóbada celeste e o Sol aparece amarelado [7].

Anteriormente verificou-se o que acontece quando um corpo aquece. Mas quando este arrefece, irradia cada vez menos e com ondas a desviar-se para a zona infravermelha do espectro. O corpo humano também irradia calor e se o que nos rodeia não estiver muito quente, não sentimos este tipo de radiação. Se estivermos numa sala a 20°C, recebemos continuamente algumas centenas de Watts, mas como a nossa temperatura é de 37°C estamos a irradiar mais do que a irradiação que recebemos. A nossa perda líquida de calor por irradiação é, neste caso, de cerca de 100W. Este fenómeno, também é importante que a Terra irradie para o espaço a mesma quantidade de energia que recebe do Sol para que não se verifique o seu sobreaquecimento [6].

A radiação eletromagnética, quando muda de ambiente físico, pode acontecer um dos quatro casos seguintes. Pode voltar diretamente para trás, como no caso da reflexão num espelho. Pode ser difundida com a energia a espalhar-se em todas as direções. Pode ser transmitida e passar através desse meio com poucas perdas, como a luz através de uma janela. Ou pode ser absorvida e neste caso a substância que a absorve aumenta a sua energia e aquece. Tudo isto acontece à luz do sol na sua interação com a atmosfera da Terra.

Um satélite artificial em órbita terrestre, tem disponível por m^2 de coletor exposto ao Sol, cerca de 1367 W de potência. Esta potência ao nível do mar num dia claro de sol em Portugal é cerca de $1000W/m^2$. Assim cerca de um quarto da energia inicial não chega ao solo terrestre, incluindo felizmente para a vida na Terra, a maior parte da radiação ultravioleta. A atmosfera difunde a luz e ainda bem, pois, se o não fizesse, não veríamos nada a não ser um Sol resplandecente e um céu quase negro a toda a volta. O céu tem a sua bela cor azul porque as pequeníssimas partículas difundem mais a luz azul e violeta, que têm maiores frequências, que a luz amarela e vermelha (dispersão de *Raleigh*). Nós vemos alguns pôr-do-sol espetaculares porque a luz que nos chega do Sol, passa através de uma maior camada de atmosfera e as perdas são maiores, mesmo para a região do azul e violeta

do espectro. As nuvens, por outro lado, são brancas porque as suas relativamente grandes gotículas de água difundem igualmente todas as cores.

Uma importante consequência destes factos, é que quando o Sol está mais baixo no céu, o percurso dos seus raios através da atmosfera é mais longo e a energia que chega até nós é menor. Na posição em que faz um ângulo de 30° com o horizonte, o percurso da sua luz através da atmosfera é duas vezes maior do que quando está na vertical e neste caso, a energia máxima que chega a um coletor, cai para 800W na melhor das hipóteses. É esta a razão pela qual a intensidade varia ao longo do ano e normalmente, diminui quando a latitude é maior. Aumenta logicamente com a altitude, cerca de 4% por cada 300 m nas latitudes europeias. Finalmente o facto de haver difusão da luz do Sol nos dias nublados, o contributo desta energia difundida pode chegar ao valor de $1/3$ da energia total recebida por um coletor numa cidade europeia, mesmo num dia sem nuvens.

4.2 O sistema Fotovoltaico

Antes de especificar em maior detalhe quais as tecnologias atualmente utilizadas, é preciso compreender como funciona todo o sistema que permite obter eletricidade a partir do Sol. O módulo fotovoltaico é o seu componente principal. É composto por um material semicondutor, tipicamente silício, constituinte da areia, que se carrega eletricamente quando submetido à luz solar. Substâncias dopantes (Fósforo e Boro), são adicionadas ao semicondutor para permitir uma melhor conversão da potência associada à radiação solar em potência elétrica.

Atualmente os módulos, com potências entre os 240 e 265 W, são constituídos por 60 células fotovoltaicas, que produzem tipicamente potências elétricas da ordem de 4,3 W (correspondentes a uma tensão de 1,5 V e uma corrente de 2,84 A). As células são ligadas em série ou paralelo para formarem módulos ou painéis fotovoltaicos. Contactos de metal nas extremidades de cada célula constituem os terminais, que absorvem os eletrões livres, concentrando assim a energia.

ELECTRICAL DATA @ STC	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	REC265PE	GENERAL DATA
Nominal Power - P_{mp} (Wp)	240	245	250	255	260	265	Cell type: 60 REC PE multi-crystalline
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	3 strings of 20 cells with bypass diodes
Nominal Power Voltage - V_{mp} (V)	29.7	30.1	30.2	30.5	30.7	30.9	Glass: 3.2 mm solar glass with anti-reflection surface treatment
Nominal Power Current - I_{mp} (A)	8.17	8.23	8.30	8.42	8.50	8.58	Back sheet: Double layer highly resistant polyester
Open Circuit Voltage - V_{oc} (V)	36.8	37.1	37.4	37.6	37.8	38.1	Frame: Anodized aluminum (silver)
Short Circuit Current - I_{sc} (A)	8.75	8.80	8.86	8.95	9.01	9.08	Junction box: IP67 rated
Panel Efficiency (%)	14.5	14.8	15.1	15.5	15.8	16.1	4 mm ² solar cable, 0.9 m + 1.2 m
<small>Analysed data demonstrates that 99.7% of modules produced have current and voltage tolerance of $\pm 3\%$ from nominal values. Values at standard test conditions STC (airmass AM1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C). At low irradiance of 200 W/m² (AM1.5 and cell temperature 25°C) at least 97% of the STC module efficiency will be achieved.</small>							Connectors: Multi-Contact MC4 (4 mm ²)
							Origin: Made in Singapore

Figura 12: Datasheet com as principais características técnicas dos atuais módulos com células policristalinas. Fonte: REC Solar

A orientação dos painéis solares tem um papel fundamental na produção de eletricidade obtida. Inclinando-os com um ângulo igual ao da latitude a que se encontram, maximiza-se a radiação solar incidente sobre o painel ao longo do dia, e do ano. Alguns sistemas possuem dispositivos de *tracking*, normalmente seguidores de 1 ou 2 eixos que localizam o sol e mantêm os módulos solares na sua direção. Sendo que a radiação solar varia consoante o período do dia, época do ano e condições climáticas, a quantidade total de radiação solar é expressa em termos de horas de pico solar. Em 1 hora de pico solar, a potência é de 1000 W/m² sendo a energia resultante de 1 kWh/m².

A corrente elétrica produzida pelos painéis fotovoltaicos é contínua. Para que possa ser utilizada, um inversor converte-a em corrente alternada. Em alguns casos, o inversor já vem incorporado no módulo fotovoltaico. Os sistemas fotovoltaicos não ligados à rede, nos quais é necessário armazenar eletricidade, possuem ainda dois outros componentes: baterias, que guardam a energia produzida, e controladores de carga, que monitorizam e protegem a bateria de sobrecargas ou descargas totais. Os dois componentes são colocados entre os painéis e o inversor. No caso dos sistemas ligados à rede, é ainda preciso fazer a ligação através de um PT (Posto-Transformador). Outros acessórios, como estruturas de montagem, cablagem, caixas de junção, equipamento de solo, proteção contra sobrecargas, completam o sistema fotovoltaico.

4.3 Quadro Tecnológico Atual: Tecnologias e suas principais Características

A tecnologia fotovoltaica atualmente existente pode ser dividida em três subcategorias. As células de primeira geração, feitas a partir de silício cristalino englobam as soluções monocristalinas e policristalinas. As de segunda geração apareceram há cerca de 35 anos, e correspondem às soluções de película fina, onde novos materiais semicondutores são

explorados. Por fim, a categoria das células de terceira geração, que engloba vários novos conceitos de células solares, na sua maioria ainda apenas na fase de desenvolvimento. Soluções microcristalinas, nano cristalinas ou híbridas são alguns exemplos. Na figura 13, apresentam-se os tipos de célula mais frequentes, com as suas principais características

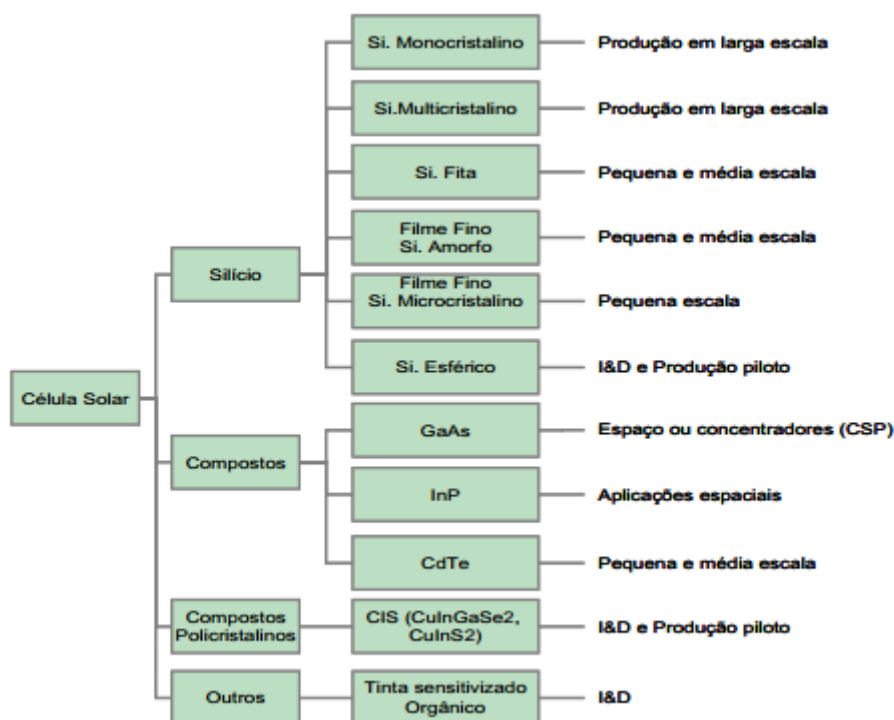


Figura 13: Tecnologias de Células fotovoltaicas atualmente mais usadas. Fonte: *RTS Corporation*

O silício é o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre e as suas reservas tendem a ser consideradas “ilimitadas”. No entanto o custo deste elemento sobe por duas razões. A primeira é que o silício produzido tem de ter extrema pureza. O silício é considerado como extremamente impuro com um átomo “estranho” num milhão. A segunda razão é que tem de ser fundido e seguidamente arrefecido muito lentamente para que os seus átomos fiquem com uma estrutura cristalina perfeita. A necessidade de dispor de grandes monocristais de alta qualidade é uma das dificuldades existentes e têm sido desenvolvidos muitos esforços para conseguir produzir células fotovoltaicas com bom rendimento que tenham uma estrutura com menos exigências.

Mas qual a razão para que o rendimento da conversão de energia nunca possa ser realmente elevado? O termo “fotovoltaico” é um bom ponto de partida, porque quando a luz incide na célula é gerada uma tensão elétrica. Tal como no caso de uma bateria, quando

se liga um circuito aos terminais da célula, produz-se uma corrente elétrica no circuito. O fornecimento de energia elétrica implica duas situações que são: manter uma diferença de tensão para que os eletrões se desloquem através do circuito de um terminal para outro e “repor a energia inicial” dos eletrões fornecendo permanentemente a energia que perdem no circuito. No caso da célula fotovoltaica esta energia vem da luz e o processo de funcionamento básico é que esta energia faz libertar constantemente, os eletrões da sua ligação da malha cristalina da célula. Os materiais sólidos que precisam de menos energia para libertar os seus eletrões são justamente, os semicondutores, tais como o silício, o germânio e vários compostos como telureto de cádmio e o arsenieto de gálio.

Há infelizmente, uma razão fundamental para que as células não convertam toda a energia luminosa em energia útil à saída. Tal tem a ver com o fato da energia necessária para libertar um eletrão ter um valor bem definido. Se a quantidade de energia fornecida pela luz for demasiado pequena, o eletrão permanece ligado ao átomo e se essa energia for demasiadamente grande a energia excedente perde-se como calor. A luz aparenta não ser um fluxo contínuo de energia irradiada como sempre foi idealizado. Há um grande número de evidências, onde se inclui o comportamento destas células fotoelétricas, que mostram que essa energia é entregue em sucessivas porções, cada uma delas definidas com muita precisão. E a quantidade de energia de cada porção, o **fotão**, depende inteiramente da maior ou menor frequência da onda de luz. Como já descrito, as ondas de luz vermelha ou infravermelha vibram mais lentamente do que as ondas de luz azul ou ultravioleta e por isso, os fotões de luz vermelha têm igualmente menos energia que os fotões de luz azul ou ultravioleta [8].

A consequência que daqui resulta para as células fotoelétricas é que há apenas um tipo de radiação, uma frequência “cor”, cujos fotões fornecem exatamente a energia necessária para libertar um eletrão. As outras frequências ou fornecem energia a mais, ou a menos. Mas, como a radiação solar inclui todo o espectro de frequências, desde os infravermelhos aos ultravioletas, tal implica haver perdas apreciáveis. A radiação ideal para o silício é a que está fora dos limites do vermelho do espectro, na proximidade dos infravermelhos. Cerca de 1/5 da energia que chega à superfície da Terra está para além dessa radiação e portanto não atua na libertação dos eletrões por ter energia inferior à necessária e mais de metade da restante está na situação contrária ou seja com excesso de energia em relação à

que é necessária, pelo que esta transforma-se em perdas. Assim, logo em princípio, uma célula de silício nunca pode converter muito mais do que um $\frac{1}{4}$ da energia recebida em energia útil. De referir que este rendimento só é possível se as células tiverem um estrutura monocristal perfeita. Quaisquer impurezas ou imperfeições provocam a perda de eletrões livres e reduzem ainda mais o rendimento.

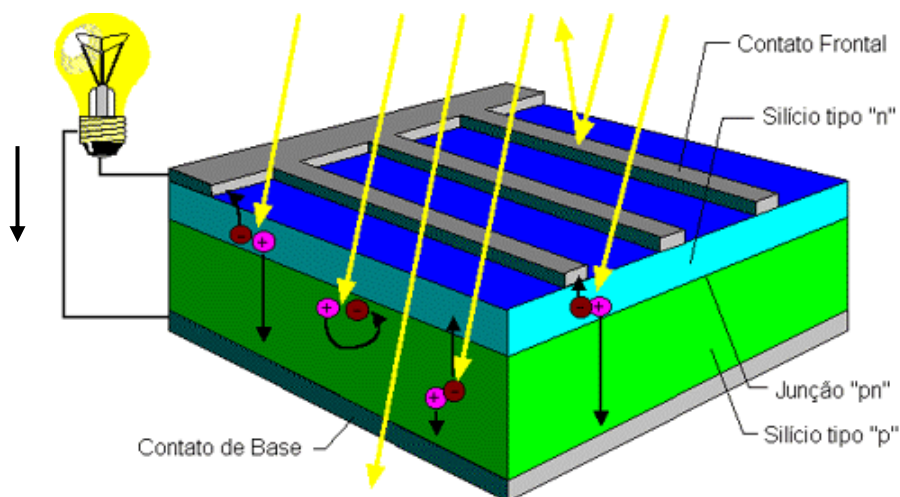


Figura 14: Esquema de uma célula fotovoltaica de silício. Fonte: IDEP

4.4 Células de silício cristalino (1ª Geração)

Esta ainda é a geração tecnológica que domina o mercado. Hoje, 90% dos geradores fotovoltaicos instalados no mundo são feitos à base de silício cristalino. Dentro destes, o silício monocristalino é o mais antigo. Tipicamente, apresenta eficiências entre os 16% e os 19% (podendo ir até cerca de 23% em laboratório), e é utilizado em todo o tipo de aplicações terrestres de média e elevada potência. Por outro lado, é necessária uma grande quantidade de energia no seu fabrico, devido à exigência de utilizar materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita. O silício multicristalino (ou policristalino) é uma alternativa um pouco mais barata, mas também menos performance. A eficiência varia entre os 13% e os 16% (podendo subir até cerca de 18% em laboratório), já com camada de antirreflexo. Esta redução de rendimento é causada pela imperfeição do cristal, devido ao sistema de fabrico.

As células *Power* são uma variação, resultado da engenharia de pastilha policristalina, e podem ser produzidas com duas faces fotossensíveis, mas têm uma eficiência da ordem dos 10%. Exemplos de tecnologias menos comuns são as de silício policristalino EFG, faixa de filamentos (policristalino), rede dendrítica (monocristalino), ou ainda as células policristalinas Apex [9].

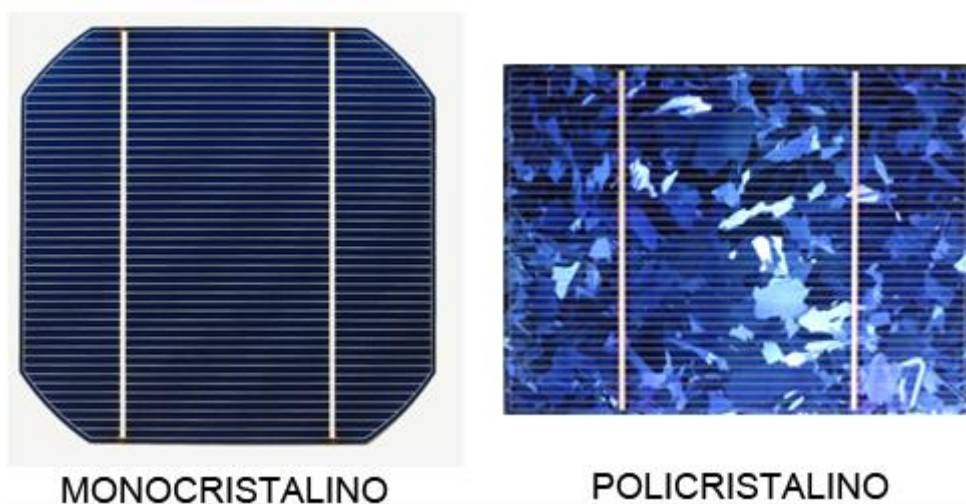


Figura 15: Aspeto de uma célula de silício monocristalino e de uma célula de silício Policristalino.

Fonte: BlueSol

4.5 Células de película fina (2ª Geração)

A segunda geração de células vem responder a uma necessidade de redução do consumo de silício, muito dispendioso por requerer elevadas temperaturas na produção e um grau de pureza muito alto. A película fina tem também a vantagem de ser muito menos pesada, permitindo aplicações integradas em fachadas de edifícios. A principal tecnologia é a do silício amorfo, (sem forma) pois não possui uma estrutura cristalina, mas uma rede irregular. Devido a isso, ocorrem ligações livres que absorvem hidrogénio até à saturação. Este silício amorfo é muito usado na eletrónica profissional e em relógios ou calculadoras. Embora apresente eficiências muito mais baixas do que as de primeira geração, da ordem dos 8% a 10%, o seu fabrico é mais barato, e funciona com uma gama de luminosidade mais alargada: podemos utilizar calculadoras solares apenas com iluminação difusa, em interiores. A principal desvantagem do silício amorfo está na sua baixa eficiência, que diminui ainda mais durante os primeiros 6 a 12 meses de operação, devido à degradação

induzida pela luz (através do efeito Staebler-Wronsky), antes de se estabilizar e alcançar a potência nominal de operação [9].



Figura 16: Filme fino (*thin-film*) em silício amorfo. Fonte: 3eplus

As células de Diselenieto de Cobre e Índio (CIS) são mais eficientes e igualmente baratas, mas contêm Cádmio, um material perigoso e interdito pela UE. Diferentemente do silício amorfo, as células de CIS não sofrem de degradação sob a ação da luz. Mas é necessário uma selagem robusta, para evitar a degradação do óxido de zinco, o que inutilizaria o módulo. Os módulos fotovoltaicos de CIS são os mais eficientes, entre as tecnologias de película fina, até 11% de eficiência. Infelizmente o seu custo não está tão baixo quanto o do silício, além do uso de índio, que é um material raro, altamente requisitado pela indústria de *smartphones*, pois o índio é um dos componentes principais das telas táteis (*touchscreen*) capacitivas.

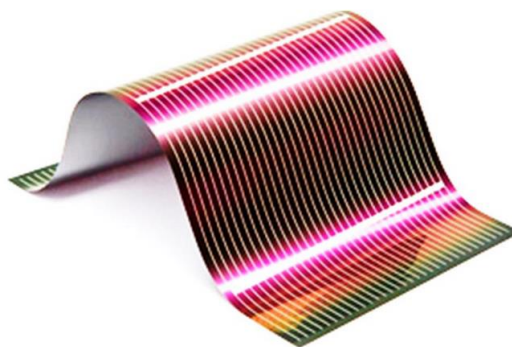


Figura 17: Filme fino de Diselenieto de Cobre e Índio (CIS). Fonte: BlueSol

Temos ainda a tecnologia de Telureto de Cádmio (CdTe). A principal dificuldade para a fabricação de módulos fotovoltaicos utilizando o CdTe é a toxicidade do cádmio. O Telureto de Cádmio é um composto atóxico, mas que é tóxico durante o processo de fabricação da célula, o que exige procedimentos rigorosos de controlo. Assim como as células de CIGS, as células de CdTe não se degradam sob a ação da luz.



Figura 18: Filme fino de Telureto de Cádmio (CdTe). Fonte: *BlueSol*

4.6 Conceitos das novas células solares (3ª Geração)

Muitas novas tecnologias estão ainda em fase de estudos. Estas prometem elevadas eficiências e custos muito mais baixos, mas o seu processo de desenvolvimento tecnológico não deverá permitir que tenham expressão significativa no mercado nos próximos 5 a 10 anos. Refiram-se as tecnologias nanocristalinas sensibilizadas com colorantes, microcristalinas, micromorfas e híbridas (Células solares HCL). Uma célula fotovoltaica híbrida (HCL) é da junção da tecnologia do silício cristalizado com a tecnologia de película fina de silício amorfo hidrogenado. A sigla HCL significa *Heterojunction with Intrinsic Layer* – Heterojunção com Camada Intrínseca – e representa a estrutura de construção destas células.

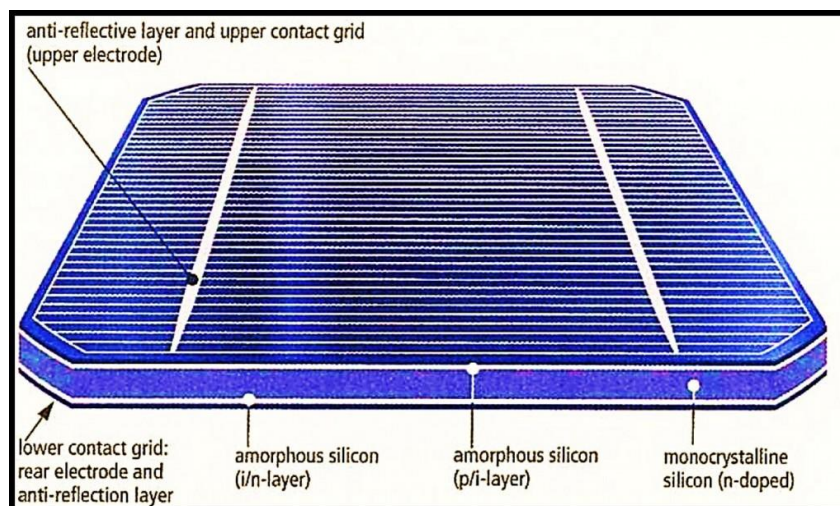


Figura 19: Esquema de uma célula híbrida (HCL). Fonte: *BlueSol*

Uma *pastilha* de silício monocristalino (m-Si do tipo-N) forma o núcleo, que é revestido em ambos os lados por uma camada finíssima de silício amorfo (a-Si), do tipo *intrínseco* (silício puro, sem impurezas). Na parte superior da célula é colocada, sobre a camada de silício amorfo do tipo-i, uma camada de silício amorfo do tipo-P, formando uma junção *p-i-n* com pastilha de silício monocristalino do tipo-N. No inferior da célula é colocada uma camada de silício amorfo altamente dopado com impureza do tipo-N (fósforo) que serve para evitar a recombinação dos portadores de carga no eletrodo superior [7].

Estas células não apresentam degradação induzida pela luz, como no silício amorfo, assim como acontece nas células fotovoltaicas *thin-film* (filme fino) de silício amorfo. Em comparação com as células fotovoltaicas de silício cristalino, as células HCL têm melhor rendimento em temperaturas elevadas, pois têm menores perdas (0,33%) por cada grau acima de 25° C, que nas células de silício cristalino que, é de 0,45%.

É ainda importante referir uma outra tecnologia, já bastante usada, mas apenas em situações muito específicas: o Arsenito de Gálio (GaAs) apresenta rendimentos que podem chegar a 25%, mas tem custos de produção muito elevados, que só permitem o seu uso em satélites ou sistemas de concentradores (CSP).

4.7 Estado atual das diferentes tecnologias

A eficiência de conversão da energia pelas células fotovoltaicas é normalmente baixa. No entanto, a evolução tem sido notável. Esta evolução tem permitido uma redução drástica do custo de produção por kWh. A tabela 1 resume a eficiência de cada tipo de célula referida. É de notar que as células correspondentes às tecnologias de segunda geração têm atualmente uma eficiência mais baixa que as de primeira geração. Este facto deve-se em parte a um estado de desenvolvimento menos avançado, mas é também característico dessas tecnologias. O contraponto deste defeito é um custo de produção das células ser bastante inferior (nomeadamente por utilizarem menos silício), o que aumenta a sua competitividade. Nas tecnologias de terceira geração, os testes em laboratório revelaram já eficiências de conversão que lhes auguram um bom futuro.

As novas tecnologias têm aliás evidenciado uma preocupação dos cientistas em criar soluções mais baratas de produzir. Embora a produção de energia por metro quadrado seja atualmente bem menor nas gerações pós-silício cristalino, o preço por Watt-pico diminui consideravelmente, por serem tecnologias de produção muito mais baratas.

Tabela 1: Máxima eficiência fotovoltaica atual.

Material da Célula	Eficiência Máxima Obtida		
	Laboratório	Produção	Produção em Série
	24,7%	18%	14%
Silício Monocristalino			
Silício Policristalino	19,8%	15%	13%
Silício Policristalino EFG	19,7%	14%	13%
Película Fina	19,2%	9,5%	7,9%
Silício Amorfo*	13%	10,5%	7,5%
Silício Micromorfo*	12%	10,7%	9,1%
Híbrido HCl	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telurieto de Cádmio	16,4%	10%	9%
Semicondutor III-V	35,8%	27,4%	27%
Célula com Corante	12,0%	7%	5%

* No estado estável

Fonte: Fraunhofer ISE, Universidade de Stuttgart, 26th IEEE PVSC, NREL, UNSW.

4.8 Inversores

O inversor estabelece a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede AC ou a carga AC. A sua principal tarefa consiste em converter o sinal elétrico DC do gerador fotovoltaico num sinal elétrico AC e ajustá-lo para a frequência e o nível de tensão da rede a que está ligado.

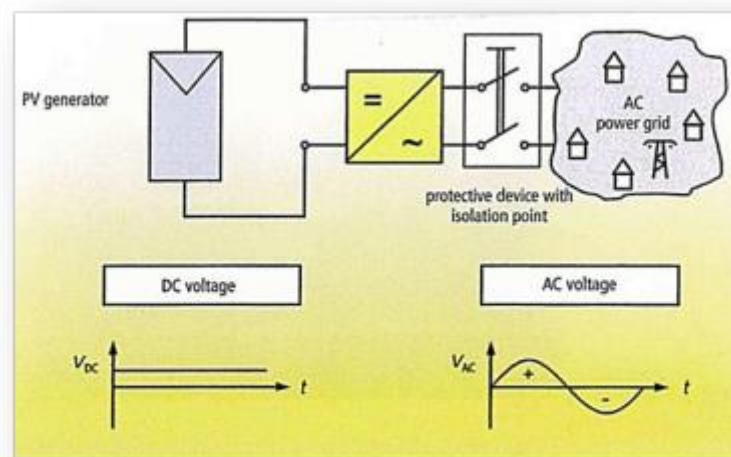


Figura 20: Diagrama de ligação com a rede de um sistema fotovoltaico grid-tie. Fonte: IDEP

Este também é conhecido como conversor DC/AC. Com a utilização dos modernos dispositivos eletrónicos, a conversão num sinal de corrente alternada *standard* envolve perdas relativamente pequenas.

Dependendo da aplicação, existe uma distinção entre os inversores utilizados nos sistemas com ligação à rede, os chamados inversores de rede ou grid-tie e nos sistemas autónomos os inversores autónomos ou *off-grid*. Recentemente surgiram no mercado os chamados inversores híbridos. Tive a oportunidade de conduzir alguns testes a uma destes inversores. Estes aparelhos caracterizam-se por possuir a capacidade de funcionar tanto em regime de grid-tie como em *off-grid*.

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, o inversor é ligado à rede elétrica principal de forma direta ou através da instalação do serviço elétrico do prédio. Com a ligação direta, a eletricidade produzida é injetada diretamente na RESP.

Os sistemas fotovoltaicos com uma potência instalada até cerca de 5kWp, são constituídos geralmente como sistemas monofásicos. Nos sistemas com maior potência, a alimentação é

trifásica e é ligada ao sistema de alimentação trifásico. Para esta aplicação, os inversores trifásicos geralmente estão equipados com tirístores.



Figura 21: Inversores do tipo *grid-tie*. Fonte. SMA, Fronius

Para fornecer o máximo de energia à rede, o inversor *grid-tie* deve operar no ponto de máxima potência (MPP) do arranjo fotovoltaico. Como o MPP muda de acordo com as condições climatológicas, o inversor deve possuir um sistema de seguimento do ponto de máxima potência (MPPT sigla em inglês de *maximum power point tracker*), que ajusta automaticamente a tensão de entrada do inversor, de acordo com a tensão MPP a cada instante. São funções do inversor *grid-tie*:

1. Converter a corrente contínua, gerada pelo arranjo fotovoltaico, em corrente alternada, de acordo com funcionamento da rede de distribuição;
2. Ajustar-se ao ponto de máxima potência (MPP) do arranjo fotovoltaico, conseguindo o seu maior rendimento;
3. Registo Operacional, guardando/transmitindo os dados durante o seu funcionamento, através de displays, cartões de memória, transmissão direta ao computador, etc.
4. Possuir dispositivos de proteção em DC e AC, como por exemplo: proteção contra curtos-circuitos (DC/AC), proteção contra inversão de polaridade, proteção contra sobrecargas e sobretensões, proteção para a conexão com a rede.

O Ponto de Máxima Potência (MPP) é o ponto da curva característica onde a célula fotovoltaica funciona à sua máxima potência, como demonstrado no gráfico da figura 22.

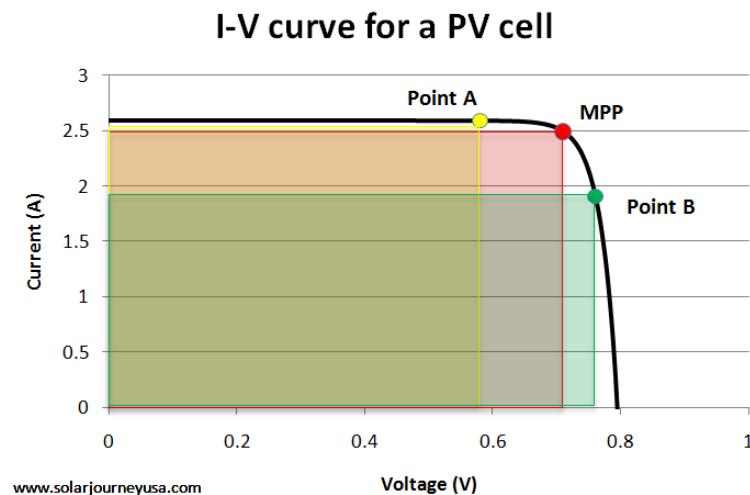


Figura 22: Característica de uma célula, com o Ponto de Máxima Potência (MPP). Fonte: Solar journey USA

4.9 Inversores comutados pela rede

De acordo com o seu modo de operação, os inversores *grid-tie* podem ser classificados em inversores comutados pela rede e inversores autocontrolados.

A constituição básica de um inversor comutado pela rede é de uma ponte comutada de tirístores. O uso de inversores “tiristorizados” em sistemas de automação (tecnologia de regulação e controlo, e de controladores de motores) levou ao uso de tirístores nos primeiros inversores para uso fotovoltaico. Este tipo de inversor ainda é utilizado em sistemas de grande potência. Para os sistemas menores, com potências até 5 kWp, existem poucos fabricantes que ainda utilizam esta tecnologia.

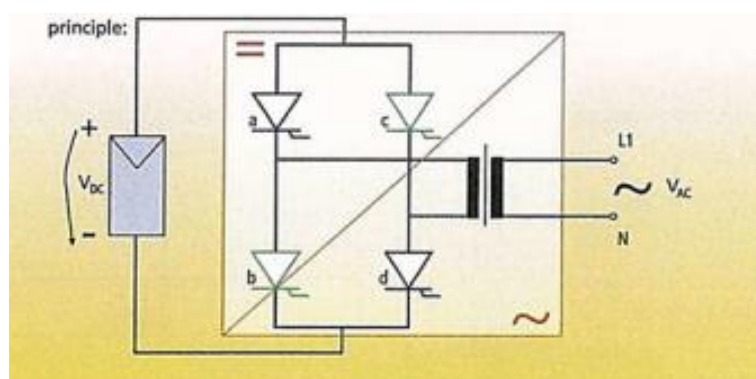


Figura 23: Esquema do princípio de funcionamento dos inversores comutados pela rede. Fonte: IDEP

Cada par de tirístores da ponte recebe alternadamente um impulso, sincronizado com a frequência da rede. Uma vez que os tirístores apenas podem comutar para o estado de condução, mas não conseguem desligar-se, é necessário a intervenção da tensão da rede para forçar os tirístores a passar ao estado de bloqueio (comutação). Por esta razão, estes inversores designam-se por “comutados pela rede”.

Caso aconteça um colapso na rede, o inversor desliga-se automaticamente. Esta característica implica que os inversores sincronizados pela rede não podem funcionar no modo autónomo.

As diferenças da forma de onda sinusoidal da rede elétrica provocam o aparecimento de grandes distorções harmónicas e alto consumo de potência reativa. Devido a isso são utilizados filtros de saída e dispositivos para limitar os componentes harmónicos. Para isolar a rede é utilizado um transformador principal de 50 Hz. Nos inversores mais recentes, os impulsos são controlados por um microprocessador. Retardando o impulso de disparo (controlo por ângulo de fase) é possível implementar um sistema de MPP [10].

4.10 Inversores Autocontrolados

Nos inversores autocontrolados são utilizados dispositivos semicondutores que podem ser ligados e desligados, num circuito em ponte. De acordo com o nível de tensão e desempenho do sistema podem ser utilizados os seguintes componentes:

- MOSFET (Transístores de potência por efeito de campo de metal oxido semiconductor);
- Transístores de junção bipolares;
- GTO (Tirístor com bloqueio assistido pela Porta – até 1kHz);
- IGBT (Transístor bipolar de porta isolada);

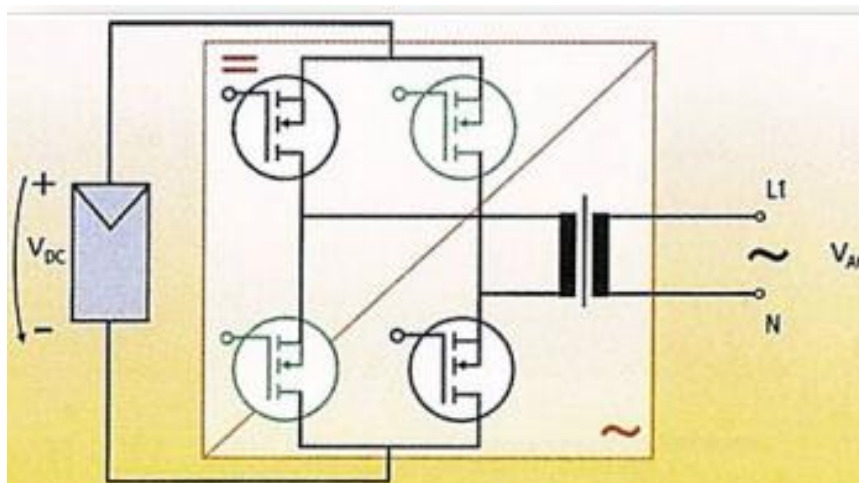


Figura 24: Esquema do princípio de funcionamento dos inversores autocontrolados.

Fonte: IDEP

Através do princípio de modulação por largura de pulso (PWM), estes componentes eletrónicos conseguem reproduzir muito bem uma onda sinusoidal.

Através da comutação instantânea do estado dos componentes em frequências em torno de 10-100 kHz, são formados impulsos, com duração e espaçamento semelhantes aos de uma onda sinusoidal. Após o uso de um filtro passa-baixo, teremos um sinal elétrico com um conteúdo harmónico de baixa frequência e de pequena amplitude, que é compatível com a da rede.

Devido à alta frequência da comutação para a formação dos impulsos, estes dispositivos criam interferências em alta frequência, exigindo medidas de compatibilidade eletromagnética (EMC), através do uso de circuitos de proteção e blindagem. Os inversores com a marca CE, e que possuem certificado de Conformidade com a Comunidade Europeia (EC), geralmente mantêm os valores de EMC abaixo dos limites permitidos.

Os inversores autocontrolados são adequados para sistemas fotovoltaicos autónomos. Se forem ligados à rede, a frequência da potência injetada deve ser sincronizada com a da rede, gerando os impulsos de comutação de acordo com essa frequência.

4.11 Inversores autocontrolados com transformador de baixa frequência (LF)

Nos inversores autocontrolados e nos inversores comutados pela rede podem ser utilizados transformadores de baixa frequência (LF) – 50 Hz, para ajustar a tensão de saída com a tensão da rede. O campo magnético do transformador isola eletricamente o circuito DC do circuito AC.

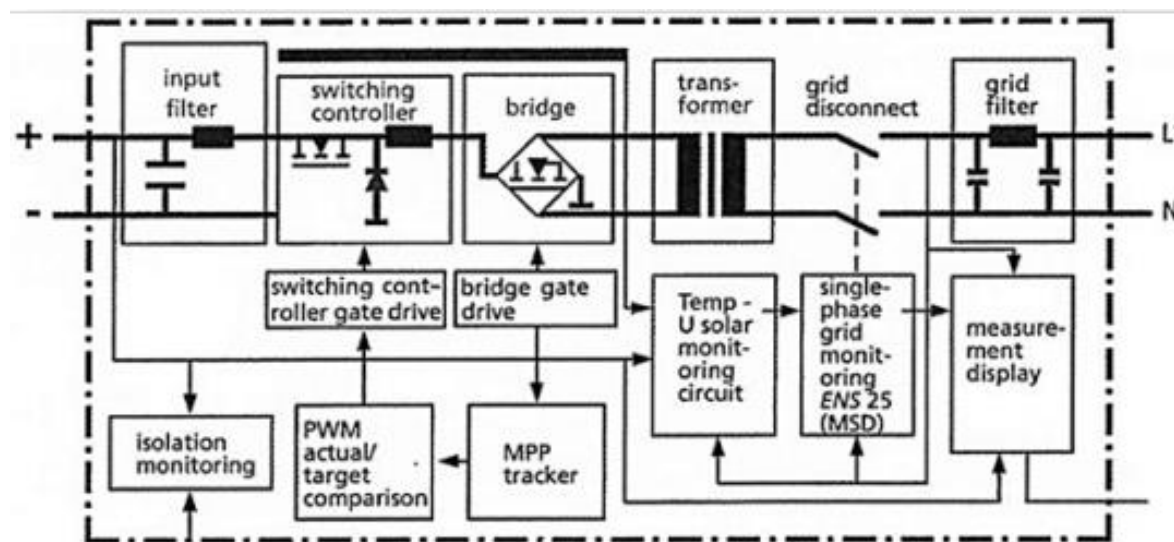


Figura 25: Diagrama de um inversor com transformador, Fonte: IDEP

Um típico inversor autocontrolado com transformador de baixa frequência (LF) possui os seguintes componentes de circuito:

- Controlador comutado (conversor *buck* ou redutor)
- Conversor em ponte completa
- Transformador de rede
- MPPT (Sistema de rastreio do ponto de máxima potência)
- Circuito de monitorização da rede MSD. Este consiste em dois dispositivos independentes de monitorização da rede AC, cada um deles com um aparelho de corte automático alocado, estando estes dois interruptores ligados em série entre si.

O isolamento elétrico do transformador permite que o gerador fotovoltaico seja concebido para tensões mais baixas. Para além disso, deixa de ser necessário qualquer equalização do potencial elétrico da armação do gerador fotovoltaico.

4.12 Inversores autocontrolados com transformador de alta frequência (HF)

Utilizando transformadores em alta frequência (HF) de 10 a 50 kHz consegue-se uma redução da dimensão do tamanho dos inversores, menores perdas, menor peso e menor custo. Entretanto, o circuito deste tipo de inversor é mais complexo, fazendo com que a diferença de preço não seja tão significativa.

4.13 Inversores sem transformador

Para potências mais baixas temos os inversores sem transformador, cujas vantagens são possuir menor tamanho, peso, perdas e custo. Neste tipo de inversor, a tensão de entrada deve ser maior que a tensão de pico da rede, ou deve ser elevada através de um conversor DC/DC, geralmente integrado com o circuito do inversor que, infelizmente aumentam as perdas, diminuindo a vantagem de não possuir o transformador.

Como não possuem isolamento elétrico necessitam de rigorosas medidas de segurança na sua instalação, exigindo a instalação de dispositivos de proteção contra corrente residual, tanto do lado DC, quanto no lado AC. Deve-se observar que, durante o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos com inversores sem transformador, surgem correntes residuais capacitivas de mais de 30 mA entre os módulos e a terra, o que inviabiliza o uso de Interruptores Diferenciais Residuais (IDR) comuns, que disparam para correntes de 30 mA.

Tabela 2: Comparação entre os inversores com e sem transformador. Fonte: IDEP

	Com Transformador	Sem Transformador
Características	<ul style="list-style-type: none"> • Tensões de entrada e saída eletricamente isoladas • Muito difundido • A maioria dos Inversores Centrais 	<ul style="list-style-type: none"> • Tensão do arranjo PV deve ser maior que a da rede (ou usar Conversor CC/CC) • A maioria dos inversores de fileira
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Pode trabalhar com tensões reduzidas na entrada ($V < 120\text{ V}$) • Menores interferências eletromagnéticas • Não necessita de ligação equipotencial ao ponto de aterramento do arranjo PV 	<ul style="list-style-type: none"> • Maior eficiência (se não tem conversor CC/CC) • Menor peso • Menor volume • Instalação CC menor, (para os inversores de fileiras e de <i>módulos CA</i>)
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Perdas no transformador • Maior peso • Maior volume 	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de dispositivos de proteção adicionais • Flutuação do ponto de funcionamento • Instalação completa com Proteção Classe II • Maiores interferências eletromagnéticas

4.14 Características e propriedades dos inversores

A Eficiência de Conversão (η_{Com}) representa as perdas na conversão direta de corrente contínua (**DC**) em corrente alternada (**AC**), estas englobam as perdas causadas pelo transformador (nos inversores que o possuem), nos dispositivos comutadores e pelo controlador, nos dispositivos de coleta de dados, etc.

$$\eta_{Com} = \frac{P_{CA}}{P_{CC}} \quad (\text{Equação 10})$$

Onde:

PCA = Potência de Saída Efetiva

PCC = Potência de Entrada Efetiva

Os primeiros inversores *grid-tie* possuíam um controlo de ponto fixo (o ponto de operação do inversor era definido para um determinado nível de tensão em particular), e qualquer ajuste em função da variação de condições meteorológicas era mais restritos.

Os inversores atuais, para sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem garantir uma perfeita adaptação às curvas características do arranjo fotovoltaico (curvas I-V), mesmo com as variações de Irradiância e temperatura, que mudam o Ponto de Máxima Potência (MPP). A capacidade do inversor de ajustar o seu ponto trabalho, é descrita pela Eficiência de Rastreo (η_{TR}).

$$\eta_{TR} = \frac{P_{CC}}{P_{PV}} \quad (\text{Equação 11})$$

P_{PV} = Potência máxima instantânea do inversor

A flutuação do ponto de operação – causada pelo indesejado acoplamento da frequência da rede na parte DC – deve ser a menor possível, efeito mais evidente nos inversores sem transformador.

A tabela seguinte, mostra algumas características que costumam aparecer nas tabelas de dados dos inversores *grid-tie*, e que são de extrema importância na hora de escolher o melhor dispositivo para determinado sistema fotovoltaico.

Tabela 3: Características dos inversores grid-tie. Fonte: IDEP

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Descrição
Potência Nominal DC	$P_{n\ DC}$	W	Potência PV para a qual o inversor foi dimensionado
Potência Máxima PV	$P_{DC\ max}$	W	Máxima potência PV que o inversor aceita
Potência Nominal AC	$P_{n\ AC}$	W	Potência AC que o inversor pode fornecer em modo contínuo
Máxima Potência AC	$P_{AC\ max}$	W	Máxima potência em AC que o inversor pode fornecer por tempo limitado
Potência Parcial	$\eta_{10\%}$	%	Eficiência parcial com 10% da potência DC nominal
	$\eta_{30\%}$	%	Eficiência parcial com 30% da potência DC nominal
	$\eta_{50\%}$	%	Eficiência parcial com 50% da potência DC nominal
	$\eta_{100\%}$	%	Eficiência parcial com 100% da potência DC nominal

Fator de Potência	$\cos \varphi$		Fator de controlo da potência reativa, que deverá ser superior a 0,9.
Potência de ativação	P_{on}	W	Potência PV para ligar o inversor
Potência de desativação	P_{off}	W	Nível de potência PV a partir da qual o inversor é automaticamente desligado
Potência em <i>Stand-By</i>	$P_{stand-by}$	W	Energia da rede consumida pelo inversor em modo de espera, antes de entrar no modo noturno
Potência noturna	P_{night}	W	Energia da rede consumida pelo inversor durante a noite
Tensão DC Nominal	$V_{n\ DC}$	V	Tensão PV para a qual o inversor foi dimensionado
Faixa de Tensões MPP	V_{MPP}	V	Intervalo de tensões de entrada onde o inversor ainda opera
Tensão DC Máxima	$V_{DC\ max}$	V	Tensão PV máxima que o inversor suporta
Tensão de Desligamento	$V_{DC\ off}$	V	Mínima tensão PV para a qual o inversor ainda opera
Faixa de Tensão AC	V_{AC}	V	Faixa de tensão de rede em que o inversor opera em ajuste automático
Tensão AC Nominal	$V_{n\ AC}$	V	Tensão nominal do inversor, que para os padrões europeus é 230V
Corrente DC Nominal	$I_{n\ DC}$	A	Corrente PV para a qual o inversor é dimensionado
Corrente DC Máxima	$I_{DC\ max}$	A	Máxima corrente PV que o inversor suporta na entrada
Corrente AC Máxima	$I_{AC\ max}$	A	Injetada na rede num curto período
Corrente AC Nominal	$I_{n\ AC}$	A	Máxima corrente que o inversor injeta na RESP em modo contínuo

4.15 Inversores Autónomos (off-Grid)

Num sistema autónomo fotovoltaico o armazenamento de energia em baterias e o fornecimento de energia para o consumo é feito sob a forma de um sinal contínuo. Os inversores autónomos são então utilizados para possibilitar o uso de aparelhos elétricos AC convencionais de 230V, 50Hz a partir da rede DC.

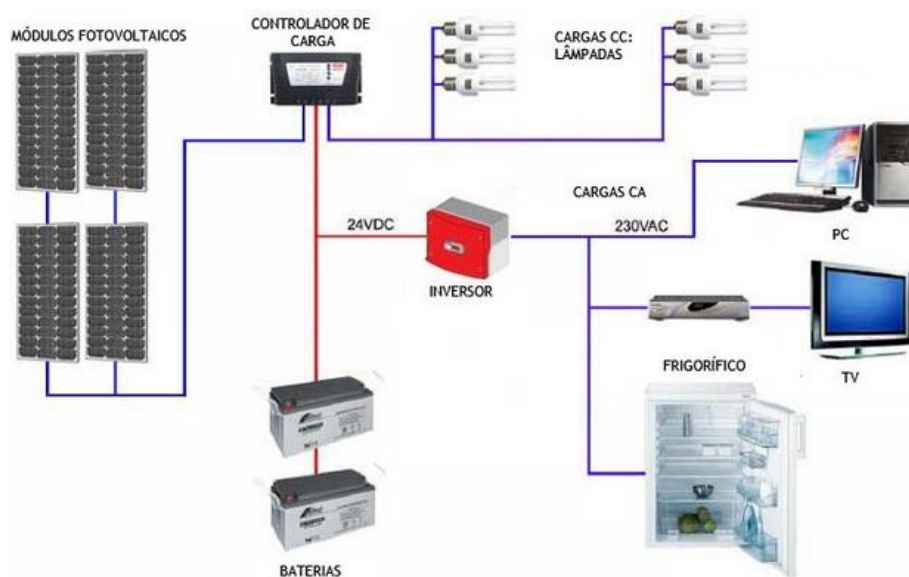


Figura 26: Esquema de um sistema autónomo. Este sistema tem um inversor autónomo a alimentar as cargas AC. Fonte: SMA

Um inversor autónomo deve poder alimentar uma vasta gama de equipamentos elétricos, nomeadamente ferramentas e máquinas elétricas, eletrodomésticos e dispositivos eletrónicos de comunicação.

Podem-se distinguir as seguintes características num bom inversor autónomo:

- Corrente alternada sinusoidal, com a tensão e a frequência estabilizadas;
- Excelente eficiência de conversão, mesmo para operações em regime de carga parcial;
- Elevada tolerância às correntes de arranque;
- Elevada tolerância perante as flutuações de tensão da bateria;
- Proteção contra curto-circuitos no lado da saída;
- Proteção contra uma profunda descarga da bateria;

- Baixo consumo em *Standby*, com deteção automática da presença de uma carga;
- Elevada compatibilidade eletromagnética;
- Baixo conteúdo harmónico;
- Proteção contra sobretensões.

Dois conceitos diferentes de inversores lideram o mercado: o inversor sinusoidal e o inversor trapezoidal.

4.16 Inversores de onda sinusoidal

Os inversores de onda sinusoidal satisfazem a maior parte dos requisitos acima citados. Estes dispositivos são baseados no princípio da modulação por largura de impulso (PWM), sendo adequados mesmo para a operação de equipamentos eletrónicos sensíveis. Quando comparados com os inversores trapezoidais, os inversores de onda sinusoidal são mais caros, devido à sua maior complexidade.



Figura 27: Inversor autónomo de onda sinusoidal. Fonte: *Victron Energy*

4.17 Inversores trapezoidais

Os inversores trapezoidais anteriormente mais difundidos e mais baratos, estão gradualmente a desaparecer do mercado. Nestes equipamentos, a corrente AC apresenta uma onda quadrada com uma frequência de 50 Hz e elevada para uma tensão de 230 V

através de um transformador. Os inversores trapezoidais podem alimentar qualquer carga, com exceção dos equipamentos eletrônicos mais sensíveis. Estes inversores têm a vantagem de poderem suportar elevadas sobrecargas durante curtos períodos de tempo, em alguns casos até quatro vezes a potência nominal, o que é particularmente importante no arranque de máquinas eletromotrizes.

4.18 Inversor de onda quadrada

Uma onda quadrada é a forma mais simples de corrente alternada. Esta era a única economicamente acessível antes da introdução do transistor e da tecnologia HF. Para inversores 230VCA-50Hz, a tensão passa sem transição de -230V a +230V e vice-versa 50 vezes por segundo, sendo que o valor máximo da tensão de pico fica limitado a 230V.

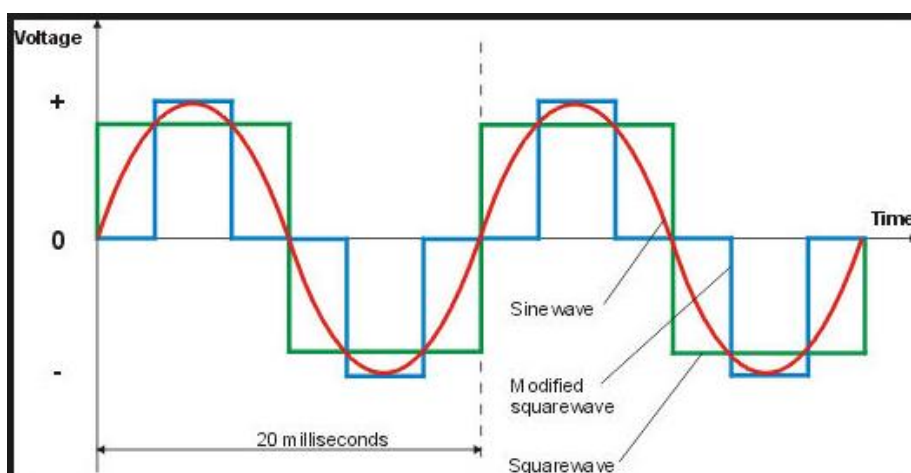


Figura 28: Representação de uma onda quadrada (Verde), onda quadrada modificada (Azul) e uma onda sinusoidal (vermelho). Ondas a 50Hz. Fonte: Tecnicontrol

Este tipo de inversores não é usado em sistemas autónomos de autoconsumo, devido a vários inconvenientes e limitações do seu funcionamento:

- Elevado peso, devido à presença de um transformador de baixa frequência.
- Incapacidade de arranque de motores elétricos, devido à limitação do valor de pico a 230V, em comparação com os 325V da onda sinusoidal.
- Existência de grandes distorções harmónicas. Na onda quadrada, a distorção harmónica é máxima, o que não é compatível com inúmeras aplicações, gerando ruídos e aquecimentos.
- Baixo rendimento, cerca de 85%.

4.19 Inversores híbridos

Um dos meus trabalhos na empresa foi estudar estes novos inversores que durante este ano de 2015 começaram a entrar no nosso mercado.

Um sistema fotovoltaico híbrido é uma combinação da tecnologia fotovoltaica com a rede elétrica ou outra fonte de energia, de forma a poder integrar da melhor forma ambas as fontes de energia.



Figura 29: Esquema de funcionamento do inversor híbrido em modo “Grid-tie with backup” e em modo “off-grid”. Fonte: *Effekta*

A principal característica deste tipo de inversores é a sua grande versatilidade e a existência de um banco de baterias que alimenta este inversor. De facto é possível ao utilizador parametrizar com relativa facilidade a gestão das fontes de energia que estão ligadas ao inversor, (Fotovoltaica, Baterias, RESP, Gerador) e definir a sua prioridade de utilização. Por exemplo pode definir que quando a energia produzida através do gerador fotovoltaico for suficiente, o inversor alimenta as cargas e se houver excedente de energia, esta será canalizada para armazenamento nas baterias e se estas estiverem carregadas o excesso de energia é injetado na RESP. Pelo contrário se houver ausência de produção fotovoltaica ou se esta for insuficiente para alimentar as cargas, poder-se-á usar energia armazenada nas baterias ou alimentar essas cargas com energia da rede elétrica, esquema na figura 32.

Foi testado na nossa empresa um modelo de inversor híbrido, o “Vertex” de 3kW, cujas principais características estão na tabela 4. Este inversor apresenta três modos de funcionamento:

- *Grid-Tie*
- *Grid-Tie with backup*
- *Off-grid*

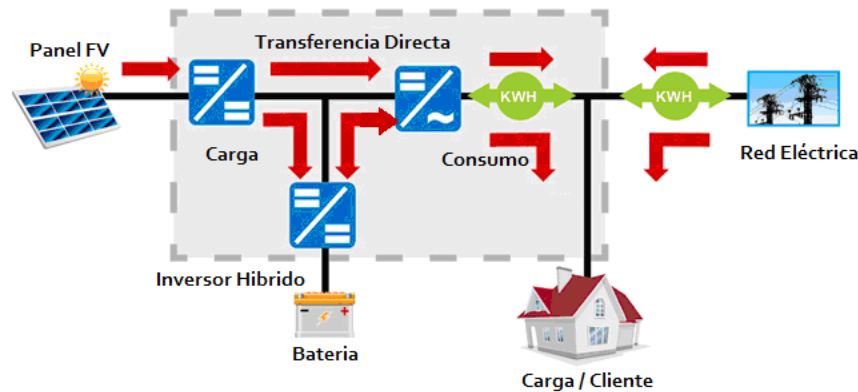


Figura 30: Esquema de funcionamento de um inversor híbrido. Fonte: Energias chilenas

Tabela 4: Características técnicas do inversor “Vertex” nos modelos de 2kW, 3kW e 3kW Plus. Fonte: Vertex

MODEL	2KW	3KW	3KW Plus
RATED POWER	2000 W	3000 W	
PV INPUT (DC)			
Maximum DC Power	2250 W	3200 W	4500 W
Nominal DC Voltage	300 VDC	360 VDC	
Maximum DC Voltage	350 VDC	500 VDC	
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	80 VDC / 120 VDC	116 VDC / 150 VDC	
MPP Voltage Range	150 VDC ~ 320 VDC	250 VDC ~ 450 VDC	
Maximum Input Current	15 A	13 A	18 A
Isc PV (absolute maximum)	15 A	13 A	18 A
Max. inverter backfeed current to the array	0 A	0 A	
GRID OUTPUT (AC)			
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	208/220/230/240 VAC	
Output Voltage Range	88 - 127 VAC	184 - 265 VAC	
Output Frequency Range	47.5 ~ 51.5 Hz or 57.5 ~ 61.5 Hz	47.5 ~ 51.5 Hz or 59.3 ~ 60.5 Hz	
Nominal Output Current	18 A*	13 A*	
Inrush Current	23 A	17 A	
Maximum Output Fault Current	69 A	51 A	
Maximum output Overcurrent Protection	69 A	51 A	
Power Factor Range	0.9 lead – 0.9 lag		
AC INPUT			
AC Start-up Voltage	60-70 VAC	120-140 VAC	
Auto Restart Voltage	85 VAC	180 VAC	
Acceptable Input Voltage Range	80-130 VAC/80-150VAC	170 - 280 VAC	
Nominal Frequency	50 Hz / 60 Hz		
AC Input Power	2400VA/2400W	5100VA/5100W	
Maximum AC Input Current	30 A	30 A	30 A
Inrush Input Current	30 A	30 A	30 A
BATTERY MODE OUTPUT (AC)			
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	208/220/230/240 VAC	
Output Frequency	50 Hz / 60 Hz (auto sensing)		
Output Waveform	Pure sine wave		
Output Power	2000VA/2000W	3000VA/3000W	
Output Current	19.8A/18.2A/16.7A/15.7A	14.4A/13.6A/13A/12.5A	
Efficiency (DC to AC)	90%	92%	
BATTERY & CHARGER			
Nominal DC Voltage	48 VDC		
Maximum Battery Discharging Current	65 A	92 A	
Maximum Charging Current	25 A		



Figura 31: Inversor híbrido “Vertex” de 3kW, Fonte: Critical Kinetics. foto de Abril de 2015

Cada um destes modos de funcionamento do inversor é selecionado e parametrizado através do *software* “SolarPower”, o que implica que é sempre necessário que o utilizador tenha um computador para alterar as parametrizações.

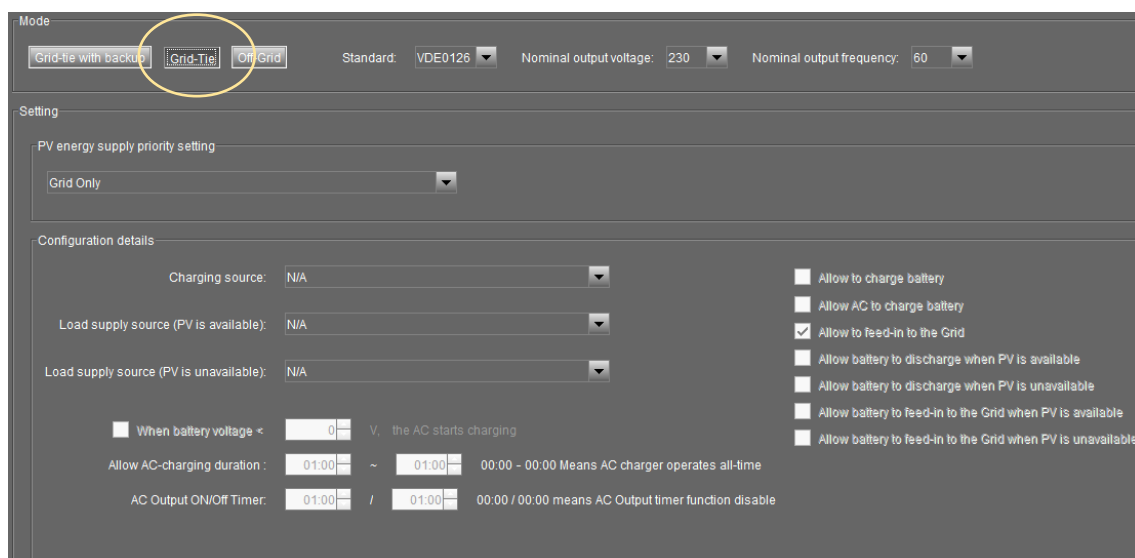


Figura 32: Janela do *software* “SolarPower”, onde é parametrizado o modo “Grid-Tie” do inversor Vertex.

Fonte: Própria

No modo “*Grid-Tie*” o inversor tem um “comportamento” idêntico a um inversor de rede normal ou seja, toda a energia produzida pelo gerador fotovoltaico é injetada na RESP. É o modo de funcionamento mais simples e o que exige menos parametrizações.

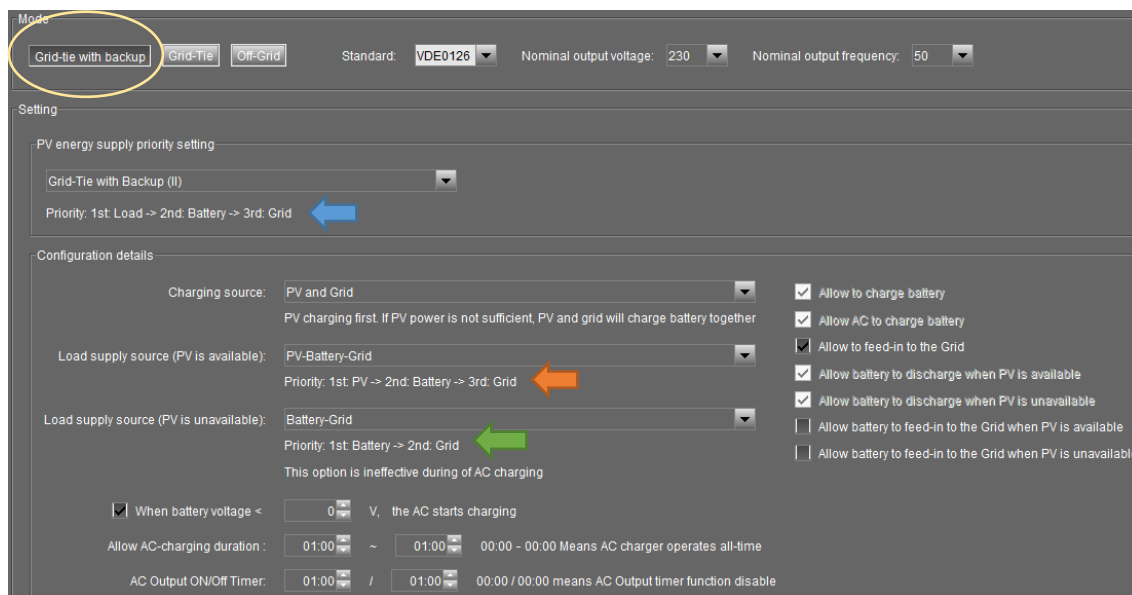


Figura 33: Janela para a parametrização do modo “*Grid-Tie with backup*”. Fonte: Própria

O modo “*Grid-Tie with backup*” é o mais completo e o que explora, no meu ponto de vista, todo o potencial e versatilidade deste inversor. Neste modo é possível definir qual a prioridade de fornecimento da energia produzida pelo gerador fotovoltaico, entre cargas, baterias ou RESP. Na figura 35 as parametrizações introduzidas definem que, (seta a azul) a prioridade de fornecimento de energia fotovoltaica é primeiro para as cargas, depois para as baterias e se houver ainda energia disponível por motivo de excesso de produção, ou por os consumos ser pequenos e/ou as baterias estiverem carregadas, essa energia é injetada na RESP. A principal fonte de alimentação (seta laranja) é, primeiro, o gerador PV (Fotovoltaico), depois as baterias e em terceiro a RESP. E em caso do PV não estar a produzir (seta verde), então a energia para alimentar as cargas virá primeiro das baterias e depois da RESP.

De referir que as prioridades de fornecimento de energia poderão ser totalmente definidas pelo utilizador. Este pode igualmente definir quando é que as baterias poderão ser carregadas e por que fonte. Pode também definir quando é que as baterias poderão fornecer

energia às cargas e definir o período em que a RESP poderá carregar as baterias (por exemplo no período das 2h às 6h, que corresponde à tarifa do super vazio, em que o preço da energia é mais baixo).

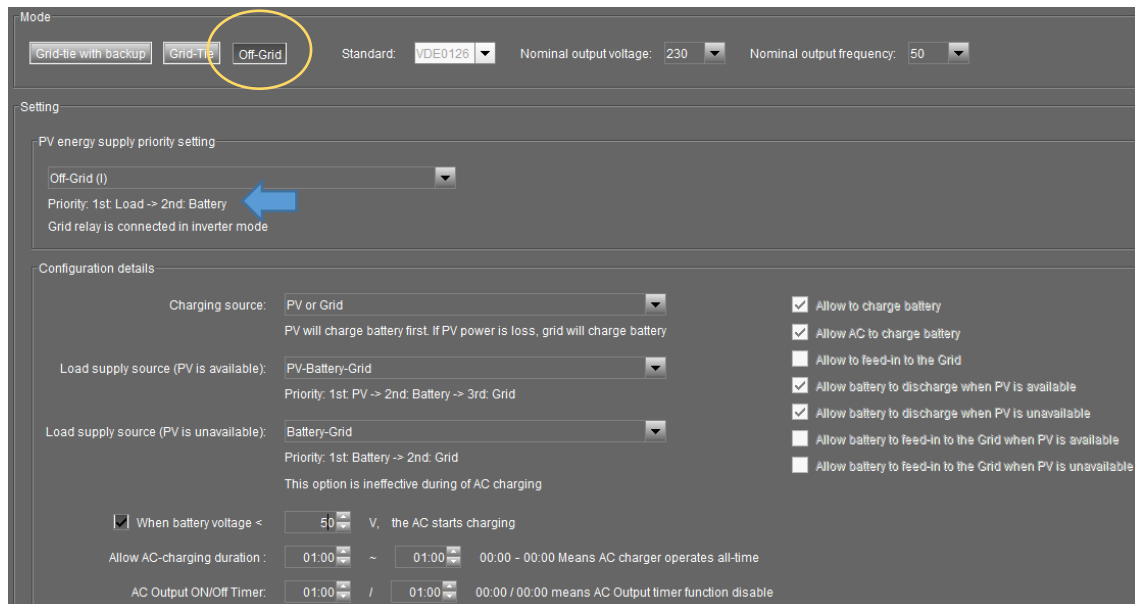


Figura 34: Janela para a parametrização do modo “Off-Grid”. Fonte: Própria

Já o modo “Off-Grid”, permite o mesmo nível de gestão de energia e estabelecimento de prioridades que o modo “Grid-Tie with backup” mas a única diferença está, na não permissão de injeção de energia na RESP (seta azul), figura 36, mesmo quando há excesso de produção.

Neste momento existem no mercado vários fabricantes e distribuidores de inversores híbridos, sendo os mais conhecidos os Vertex, TAB, Infinity e os Effekta.

Os Effekta dividem-se em dois tipos, o HX e o AX. O HX permite obter energia de baterias, módulos fotovoltaicos e da rede, sendo *grid-connected*, ou seja, permite a injeção de energia na rede, sendo por isso muito semelhantes ao Vertex.

Este inversor, numa aplicação normal, irá alimentar as suas cargas numa primeira instância e se houver excesso de energia produzida pelos módulos e não utilizadas pelas cargas será usada para o carregamento de baterias. No entanto, se nenhuma das opções anteriores se verificar, a energia será injetada na rede. Numa aplicação noturna dará preferência a que a

energia seja fornecida pelas baterias e só depois pela rede elétrica. Este inversor permite também o uso de outras fontes de corrente alternada, tal como geradores.



Figura 35: Modelos HX e AX da Effekta. Fonte: Effekta

O Effekta AX é semelhante ao HX, tendo a desvantagem de não permitir injetar energia na rede elétrica. Este modelo está disponível em controlador PWM e também em MPPT controlador.

4.20 Micro-inversores

Um micro- inversor, mais não é que um pequeno inversor solar com potências de 250/300W, que é colocado e ligado diretamente na parte de trás de cada módulo solar e individualmente converte a corrente contínua gerada por cada módulo solar em corrente alternada. Há também micro – inversores de 500W que permitem a ligação de dois módulos solares.



Figura 36: Esquema de interligação entre os micro-inversores e destes com os módulos solares.

Fonte: Involar

Uma das principais vantagens do uso destes equipamentos é a garantia até 25 anos oferecida pela maioria dos fabricantes destes micro-inversores. A vida útil de um inversor convencional é geralmente entre 10 e 15 anos, por isso, podemos estimar que durante a vida útil do sistema fotovoltaico (cerca de 25 anos), teremos que reinvestir pelo menos uma vez em novos inversores. O que teoricamente com os micro-inversores não irá acontecer. Consequentemente, tendo em conta apenas a garantia ou a vida do inversor, poderíamos afirmar que para sistemas fotovoltaicos até 5 kW é mais barato executar uma instalação com micro- inversores, mesmo tendo em conta que o investimento inicial é mais avultado, mas que será compensado pois não teremos que substituir o inversor.

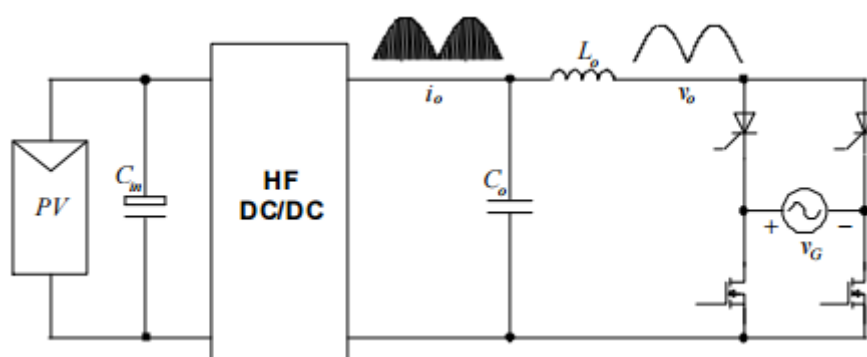


Figura 37: Princípio de funcionamento de um micro-inversor. Fonte: Involgar

Outro dos pontos fortes do uso de micro-inversores é que estes trabalham para cada módulo no seu ponto de potência máxima (MPP), minimizando o efeito de incompatibilidade. Não existem dois módulos, incluindo dois módulos da mesma marca e modelo verdadeiramente iguais, há sempre ligeiras diferenças nas suas propriedades elétricas. Os sistemas fotovoltaicos interligados à rede são instalados de forma que toda a energia solar convertida em corrente alternada seja entregue à RESP. Em sistemas com mais de um módulo fotovoltaico tem-se um problema de perdas por desadaptação, conhecido como “*Mismatch loss*” [11], efeito estudado por diversos autores (Gonzalez, 1986; Chamberlin, 1995). Esse efeito corresponde à diminuição da potência total do sistema quando comparada com a soma das potências individuais de todos os módulos associados devido às diferenças elétricas entre os módulos e possíveis sombreamentos. A possibilidade de degradação dos módulos que compõem a instalação pode aumentar significativamente, dependendo do tipo de ligações existentes, com o sombreamento de apenas uma célula de um módulo, fazendo com que a corrente do sistema diminua e

consequentemente a potência do mesmo. Em casos extremos, toda a potência gerada pelo sistema pode ser perdida pelo simples facto de se ter uma célula sombreada ou com defeito. Dessa forma é importante garantir o máximo aproveitamento possível da energia solar disponível evitando esse sombreamento de células de módulos que compõem a instalação. O sombreamento de células pode ser ocasionado por diversos fatores, como sujidade acumulada ao longo do tempo, folhas que caíam sobre os módulos, árvores, prédios ou estruturas próximas à instalação que proporcione sombra durante um período do dia e principalmente no amanhecer e entardecer. Para evitar danos ao sistema em decorrência dessas situações, são instalados dispositivos de proteção. Estes fatores podem ser minimizados no caso do uso de micro-inversores, pois cada módulo tem o seu próprio inversor associado, e cada micro- inversor é ligado em paralelo com o seu vizinho.

De modo semelhante, o efeito de sombra não irá afetar o desempenho do sistema fotovoltaico no caso do uso de micro-inversores. Numa instalação com inversores de *strings* convencionais, uma sombra sobre um único módulo fará com que todos os módulos ligados ao mesmo conjunto possam ser afetados pela sombra de forma muito semelhante ao que aconteceu com o efeito de incompatibilidade acima descrito.

Outro facto importante é que cada módulo ao estar ligado a um micro-inversor permite a monitorização da produção individual de cada um desses módulos solares, permitindo assim localizar muito mais rapidamente e de uma forma mais simples, qualquer problema ou falha ocorridos nesses módulos e, assim, controlar com muito mais eficiência o desempenho do sistema fotovoltaico.

Outra vantagem no uso de micro-inversores é que o dimensionamento do sistema fotovoltaico é muito mais simples e rápido do que no caso de inversores *strings* em que temos de calcular o número de *strings* e o número de módulos por *string* (serie), de forma a obter o melhor rendimento do sistema. No caso dos micro-inversores basta colocar apenas o número de módulos necessários para obter a potência necessária e se depois desejarmos expandir o sistema basta adicionar mais módulos, com os respetivos micro-inversores ligados em serie entre si.

Na Critical Kinetics temos uma parceria com o distribuidor da Involar em Portugal, pelo que os micro-inversores de 250 e 500 W que utilizamos nos *kits* de autoconsumo até 1500W, são desta marca. O sistema de ligação entre os micro-inversores é extremamente simples, quase *plug & play*. Cada micro-inversor é ligado em paralelo com o seu vizinho através de um cabo de ligação com três condutores (L,N,T), e uma saída para ligar outro micro-inversor ou diretamente para a caixa de distribuição, onde é ligado o sistema fotovoltaico; por exemplo, se fizermos uma instalação de 1,5 kW, vai ligar-se seis módulos de 260 W a seis micro-inversores de 250W, ou se utilizar micro-inversores de 500W serão ligados a cada um destes dois módulos solares.

Existem algumas desvantagens no uso dos micro-inversores. O primeiro ponto negativo é sem dúvida o seu maior custo em comparação com inversores *string* convencionais. Até 1,5 kW os micro-inversores são mais baratos, mas a partir desta potência já é mais barato instalar um inversor de *string* convencional, no entanto, considerando a segurança destes equipamentos e a sua longa esperança de vida (25 anos). Os sistemas até 5 kW serão sempre mais rentáveis utilizando micro-inversores.

Outro problema com os micro-inversores é a sua baixa eficiência comparado com inversores convencionais. Os micro-inversores apresentam uma eficiência de 91,5% como é o caso dos *Enecsys* Europeia S240W, SMI-60 ou SMI *Enecsys* S480-60 já o Involar MAC250A de 250W apresenta uma eficiência de 94,1%, menor do que os inversores *string* que apresentam rendimentos superiores a 97%. No entanto, considerando o seu melhor desempenho no caso dos efeitos de sombreamento e menores perdas, é razoável concluir que o desempenho global de um sistema com micro-inversores será maior do que usando inversores de *string*.

Na tabela seguinte está as principais características do micro-inversor da Involar.

Tabela 5: Características técnicas do micro-inversor MAC250A de 250W da Involar.

PV Input Quantities	
Rated DC Power	250W
Rated DC Voltage (VMAX PV)	50V D.C.
PV input Operating Voltage Range	24-40V
Maximum Operating PV Input Current	10A
Absolute Maximum Total PV Array Short Circuit Current (ISC PV)	12A
Max. inverter back feed current to the array	1.8mA
Minimum Starting Voltage	20V

A.C. Output	
Rated AC Power @ 25°C	235W
Nominal A.C. Voltage	240V
On-grid Voltage Range	211 – 264V
Rated A.C. Current	0.98A
Nominal A.C. Frequency	50Hz
On-grid Frequency Range	59.3 – 60.5 Hz
Maximum Continuous A.C. Power@ 25°C	235W
Maximum Output Over Current Protection	2A (IEC 60269, gG fuse)
Maximum Output Fault Current	38 Amps peak
Max. units per branch-circuit	16
Maximum size branch-circuit over current-protection	16A

Total Harmonic Distortion	<3%
Power factor	>0.99
Peak inverter efficiency	95.0%
CEC weighted efficiency	94.0%

A última desvantagem pode ser, apesar da facilidade de interligação dos micro-inversores, muito possivelmente, a média de tempo de montagem ser consideravelmente mais elevada do que no caso de inversores de *string*, à medida que montamos todos os micro-inversores individualmente na parte de trás de todos os módulos, há um aumento da carga de trabalho. Contudo a localização de qualquer dano ou falha do sistema será mais simples de detetar devido à questão da monitorização individual, também é justo dizer que sempre que houver um problema, basta ir ao telhado para substituir o micro-inversor.

O micro-inversor permite o fácil dimensionamento de uma instalação fotovoltaica de autoconsumo, permitindo ampliar a sua instalação a qualquer momento. Através de micro-inversores pode-se rentabilizar as instalações em termos de desempenho. Este inversor é o ideal para soluções domésticas.

Em resumo, estima-se que a eficiência de um painel solar, pelas razões acima apresentadas, aumente até 20% com o uso de micro-inversores.



Figura 38: Bancada de testes com um micro-inversor de 250W da Involar. Fonte: Critical Kinetics

Na Critical Kinetics temos uma bancada de testes com o micro-inversor MAC250A de 250W da Involar. Nesta bancada utilizam-se fontes de tensão para simular o campo fotovoltaico, tendo em atenção a tensão máxima e mínima de funcionamento: 50V e 20V respetivamente. É preciso verificar que não ultrapassamos a corrente máxima permitida, 10.4A. Para a ligação entre as fontes e o micro-inversor utiliza-se cabo solar de $4mm^2$, cravando nas pontas fichas MC4. Para a parte AC utiliza-se um cabo $3G2.5mm^2$, já fornecido com o micro-inversor. Os micro-inversores têm duas fichas AC, uma para o próximo inversor e outra para se ligar a uma tomada ou a um quadro elétrico, tendo atenção em fazer coincidir a fase e o neutro de saída dos micro-inversores com a da rede. O número máximo de micro-inversores que podem estar ligados num mesmo sistema é dezasseis, tendo em conta a corrente que irá passar no cabo.

Deste modo, como o referido anteriormente, não conseguimos monitorizar o que estamos a produzir. Para conseguir monitorizar, é preciso ligar o *eLog* ou o *eGate* entre o micro-inversor e a rede elétrica. De seguida, liga-se também um cabo de *lan* para que este possa

transmitir os dados. Tanto o *eLog* como o *eGate* têm o mesmo papel: monitorizar, tendo o *eLog* um LCD que nos diz a produção. Contudo, o *eGate*, diferentemente do *eLog* possui um corte mecânico, para que possa ser aceite por certos países que exigem esse requisito na sua legislação. É o caso, por exemplo, da Alemanha.

Para verificar a produção utiliza-se o *software* disponibilizado pela Involar no website, o Sedas. O grande senão deste *software* é que é bastante lento na atualização de dados.



Figura 39 - *eGate* e *software* de monitorização SEDAS. Fonte: Involar

Para a parte dos sistemas de monitorização utilizei um quadro elétrico como exemplo, colocando uma ficha na entrada de um disjuntor e uma tomada na saída, para assim poder ligar uma carga e monitorizar os seus consumos. Na ligação destes sistemas, coloca-se no quadro um transmissor *wifi*, podendo ele ser a pilhas ou ligado à rede. Neste transmissor existem três entradas para pinças amperimétricas, para poder medir sistemas trifásicos. O transmissor transmite tanto para um monitor como para um recetor, que é ligado ao *router* para transmitir os dados para a internet. Para aceder aos dados podemos utilizar o monitor, ligá-lo ao computador e com o *software* da *efergy*, o *eLink* ver os consumos que as pinças medem. Estes dados podem ser extraídos para um CSV Excel de hora a hora para que possamos trabalhá-los, por exemplo para aplicá-los num projeto de autoconsumo.

5 Projeto de Autoconsumo fotovoltaico

Quando iniciei as minhas funções como colaborador da empresa cedo foi-me atribuída a responsabilidade pela parte de projeto e orçamentação de sistemas de energia fotovoltaica. A esta responsabilidade foi-me acrescentada, este ano, o dimensionamento de sistemas de bombagem solar. Estas funções contudo não são as únicas, sendo que colaboro igualmente, na formação através do departamento “CK Solar Academy”, onde sou formador na parte de dimensionamento de sistemas de autoconsumo fotovoltaico do “Curso Intensivo de Autoconsumo Fotovoltaico”, que este ano de 2015 já leva cerca de 5 edições. Este curso tem uma duração de 7 dias onde é lecionado uma parte teórica de projeto, dimensionamento e análise da viabilidade económica dos projetos de autoconsumo fotovoltaico, terminando o curso com uma aula prática onde os formandos tem acesso aos materiais de dimensionamento, instalação e manutenção de sistemas fotovoltaicos. Nesta aula prática sou responsável pela bancada onde os formandos têm contacto com o inversor híbrido “Vertex” de 3kW.

Um projeto de um sistema de autoconsumo fotovoltaico normalmente é executado em 3 fases:

1. Análise de consumos
2. Dimensionamento
3. Estudo da viabilidade económica do projeto.

5.1 Análise de consumos

Esta primeira fase inicia-se com a análise dos consumos e na determinação das necessidades energéticas anuais (aconselho que o período mínimo de análise seja de 12 meses, sendo que esta janela de tempo é aconselhável que seja coordenada com o cliente de forma a que a mesma retrate um período típico de consumo) do cliente, seja este uma empresa do sector de serviços, agropecuária, agricultura, indústria ou sector doméstico e residencial.

Esta análise dos consumos do cliente pode ser determinada por vários métodos. A telecontagem é definitivamente o melhor método, pois temos nela uma amostragem dos consumos reais de quinze em quinze minutos. Para termos acesso a essas matrizes de

consumo existem várias maneiras, conforme o fornecedor de energia em questão. Sendo que em comum passa pelo acesso à área do cliente na respetiva página *online* do comercializador final de energia com a qual o cliente tem contrato.

De referir que atualmente todos os consumidores servidos em média tensão (MT), têm contadores de energia com *modem* o que permite a telecontagem e a comunicação desses dados para o operador da rede (EDP Distribuição). É responsabilidade do operador da rede a comunicação dos dados aos respetivos comercializadores finais de energia (EDP Comercial, Iberdrola, Endesa,...).



www.edp.pt

PT | EN | a edp | eficiência energética | sustentabilidade | a nossa energia | fornecedores | media | sites edp | pesquisa

empresas

A Oferta

- Tarifa Regulada
- edp Comercial

Apoio ao Cliente

- Serviços Online
- Interrupções de Energia
- Informações Úteis
- Provedor do Cliente
- Lojas e Agentes

A minha Instalação

empresas > edp Comercial > Área Residencial > A minha instalação

EMPRESA: **André Silva** Bem Vindo [Terminar Sessão](#)

NIPC: 03251483

MORADA EMPRESA: **Rua da Amoreira nº 40, Trafaria**

ACORDO COMERCIAL	CIL	MORADA LOCAL DE CONSUMO	MESES
03251483	03251483	Rua da Amoreira nº 40, Trafaria	2014-01

MAPA DE CONSUMOS

- ☒ Evolução Consumos Diários - Activa
- ☐ Evolução Consumos Diários - Reactiva Recebida
- ☐ Evolução Consumos Diários - Reactiva Fornecida
- ☐ Matriz Telecontagem 15min Potência (Activa e Reactiva)
- ☐ Agregação de Consumos no Ciclo Contratado

Passo 3

Figura 40: Área do cliente da página *online* da EDP Comercial. Fonte: CK Solar Academy

Nos clientes servidos em baixa tensão especial (BTE), parte significativa ainda tem contadores convencionais, observa-se no entanto que nos contratos mais recentes já é instalado os contadores com telecontagem. Por último nos clientes em baixa tensão normal (BTN) (potências até 41,4kVa no caso dos clientes de comércio), a esmagadora maioria tem contadores convencionais. Atualmente a EDP Distribuição tem um programa de

substituição de todos os contadores convencionais por contadores bidirecionais com telecontagem até ao ano de 2020.

Após termos acesso aos dados de telecontagem na área reservada do cliente, é possível aceder às matrizes mensais de consumo e executar o *download* das mesmas. Uma vez obtidas as 12 matrizes correspondentes aos 12 meses do ano, estas são introduzidas num livro de Excel desenvolvido na nossa empresa, de forma a reorganizar estes dados para que sejam apresentados na forma de uma coluna com 8760 linhas. O número de linhas é igual ao número de horas de um ano (24×365). Este número linhas é necessário visto que no dimensionamento do sistema fotovoltaico, em que é utilizado o *software* “PVsyst”, este no *input* dos dados de consumos só admite estas 8760 linhas, apresentando “erro” sempre que falte ou haja uma linha a mais.

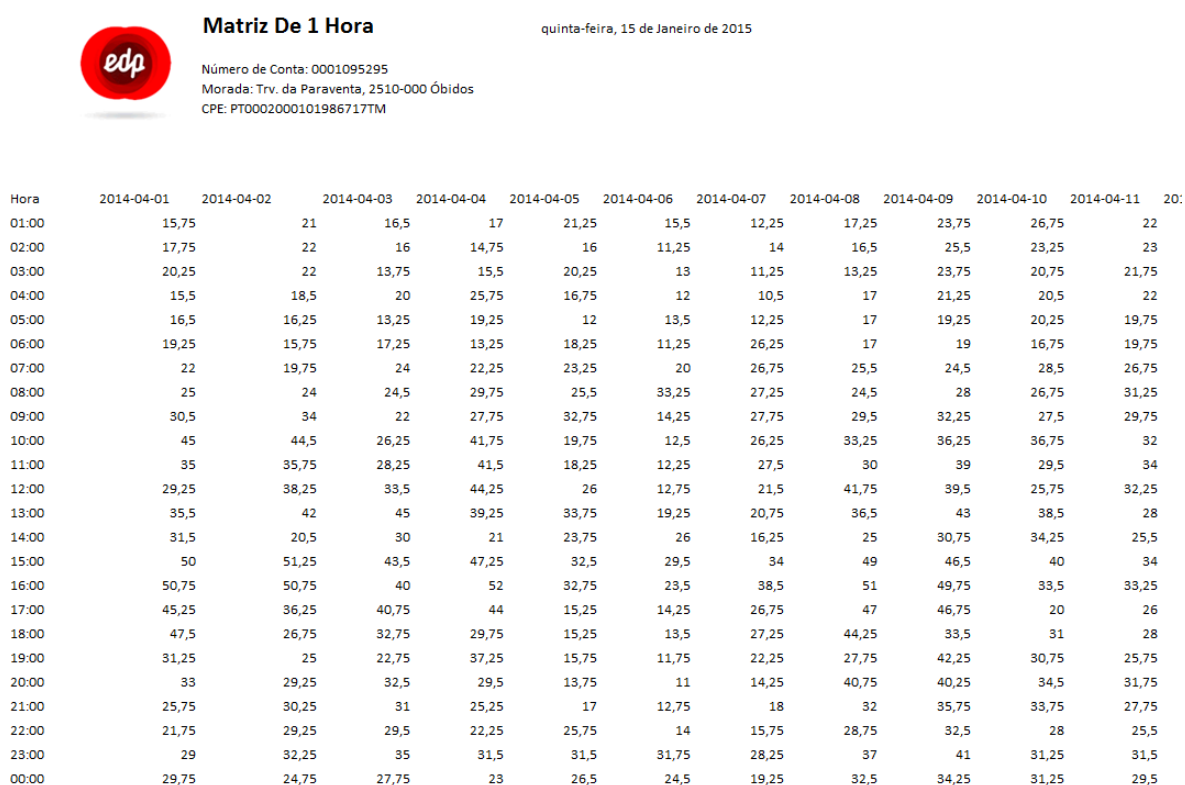


Figura 41: Exemplo da matriz de consumos horária mensal apresentada na área reservada do cliente na EDP.

Fonte: EDP Comercial

Além da telecontagem, existem duas outras opções: através de analisadores de energia e por análise de faturas. Para tratar os dados de consumo de energia das faturas, usam-se

folhas de Excel desenvolvidas na empresa por mim que fazem a desagregação de modo a termos os dados de doze meses, valores esses que necessitam de estar hora a hora, pois o “PVsyst”, como já mencionado, apenas aceita os valores horários.

Na minha opinião, estes dois métodos apresentam algumas desvantagens. No caso da desagregação das faturas, quando se divide energia pelo tempo, obtemos potência, contudo esta potência média não retrata fielmente o perfil de consumo do cliente.

	Ciclo diário Verão							Ciclo diário Inverno				
	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro	Março
Ponta	3456	4193	4146	3509	3020	3773	3871	3882	4049	4223	3750	4366
Cheias	8089	10171	10381	8782	7871	8932	9428	10035	10760	11293	10071	10929
Vazio Nor.	2338	3353	3421	3055	2739	3108	2914	3090	3355	2836	2653	2988
S.Vazio	1383	2055	2101	1889	1748	1939	1713	1879	2030	1612	1550	1805
Total (kWh)	15266	19772	20049	17235	15378	17752	17926	18886	20194	19964	18024	20088
Potência média Pontas (kW)	28,80	33,81	34,55	28,30	24,35	31,44	31,22	32,35	32,65	34,06	33,48	35,21
Potência média Cheias (kW)	26,96	32,81	34,60	28,33	25,39	29,77	30,41	33,45	34,71	36,43	35,97	35,25
Potência média Vazio Nor. (kW)	12,99	18,03	19,01	16,42	14,73	17,27	15,67	17,17	18,04	15,25	15,79	16,06
Potência média S.Vazio (kW)	11,53	16,57	17,51	15,23	14,10	16,16	13,81	15,66	16,37	13,00	13,84	14,56
2ª a Dom	Nº de horas de pontas	4						4				
	Nº de horas de cheias	10						10				
	Nº de horas de vazio nor.	6						6				
	Nº de horas de s.vazio	4						4				

Figura 42: Tabela do Excel da desagregação, onde são introduzidos os consumos mensais, nas diversas tarifas, resultando potências médias. Fonte: Própria

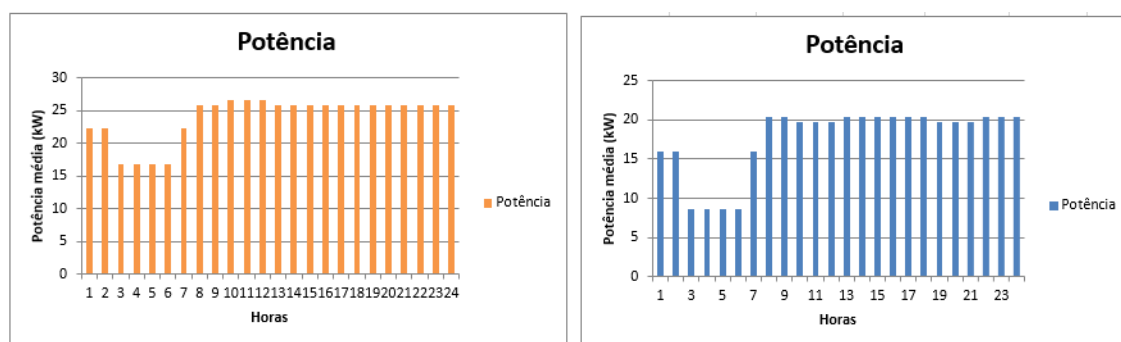


Figura 43: Gráfico com as potências médias obtidas com a desagregação dos consumos das faturas.

Fonte: Própria

Como mostrado nos gráficos da figura 44, a desagregação das faturas permite obter as potências médias em cada um dos períodos tarifários, contudo estas potências médias não refletem com exatidão o real perfil de consumos. Analisado o diagrama de carga obtido

verifica-se que um apresenta um grande período de homogeneidade, não havendo picos de consumo nem cavas, o que frequentemente não corresponde à realidade de consumo.

Para minimizar este efeito de homogeneidade podemos aliar à desagregação das faturas num período de 12 meses, uma análise ao perfil de consumos com um analisador de energia.

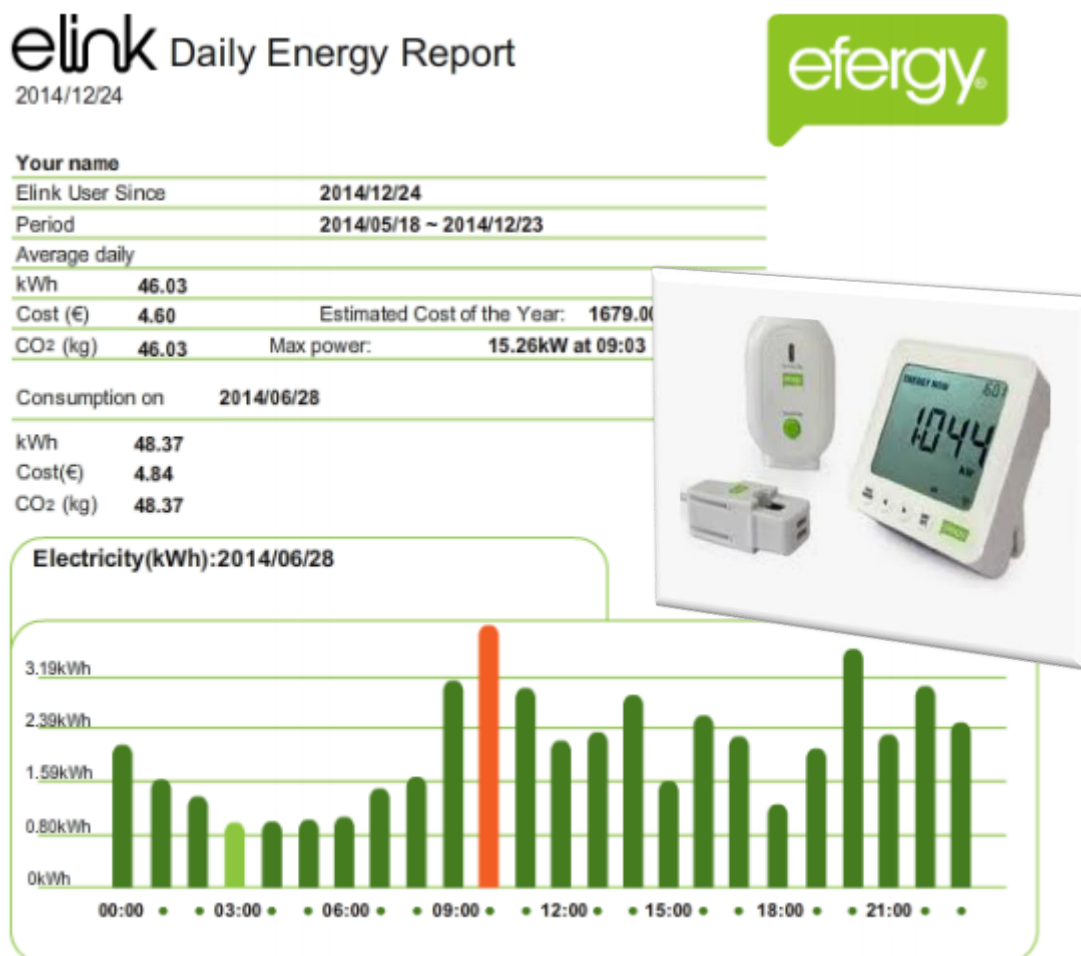


Figura 44: Relatório diário de consumo de energia medido pelo analisador da Efergy. Fonte: Efergy

Estes aparelhos permitem o registo dos consumos de energia numa instalação elétrica monofásica ou trifásica através de medições indiretas com recurso a pinças amperimétricas. Estes registos podem ser apresentados ao utilizador numa página diária (figura 47), ou exportados para uma folha de Excel para serem importados pelo *PVsyst*, para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico.

Tive a oportunidade de instalar vários destes analisadores para obter o registo de consumos e o respetivo perfil de consumos/diagrama de cargas. O período ideal de análise seria 12 meses, contudo economicamente e logisticamente para a nossa empresa tal não é possível. Normalmente temos o analisador a medir um período de 1 mês. Esta janela de tempo permite ajustar o diagrama de cargas que foi obtido inicialmente com a desagregação de faturas e assim obter um perfil de consumos mais realista.

Por experiência própria, o uso unicamente dos dados obtidos através destes analisadores por curtos períodos de tempo (15 a 30 dias), e os mesmos serem replicados até atingirmos um período de 1 ano, gera um grande erro, maior do que usar unicamente a desagregação já referida, pelo que desaconselho o uso deste método.

Em resumo, a análise dos consumos para a determinação do diagrama de carga é essencial para determinar qual a potência com que iremos iniciar o estudo e o respetivo dimensionamento do gerador fotovoltaico de forma que este possa produzir uma parte importante da energia necessária ao cliente. Por norma faço vários estudos com potências diferentes de forma a verificar qual é a melhor solução técnica e a que apresenta a melhor viabilidade económica.

5.2 Dimensionamento

Após a análise dos consumos do cliente, verificado qual o perfil de consumos/diagrama de carga que este apresenta e determinados quais são as necessidades energéticas anuais deste, passamos à fase do dimensionamento do gerador fotovoltaico. E é aqui na minha opinião que existe alguma diferença nos procedimentos do dimensionamento de sistemas de autoconsumo em relação aos sistemas de micros ou minis produções. Estas últimas são sistemas cujo sobredimensionamento não tem grande impacto da viabilidade económica do projeto, visto que toda a energia produzida pelo mesmo é injetada na RESP, sendo que o agora produtor em regime especial (PRE) é remunerado pela energia injetada na rede.

Nos sistemas de autoconsumo quer os sobredimensionamentos ou subdimensionamentos dos geradores fotovoltaicos, tem um impacto negativo na viabilidade económica do projeto, (como veremos no próximo capítulo). Pelo que é muito importante que o “fato” seja feita à medida do cliente.

Quando dimensiono sistemas de autoconsumo utilizo algumas “ferramentas” que me ajudam neste trabalho, são elas:

- *Software* “Google SketchUp3D”
- *Software* “PVsyst”
- *Livro de Excel* “CK Prosumer”

Uma característica de um gerador fotovoltaico é que, este ao utilizar módulos solares com cerca de $1,7m^2$, a potência de pico instalada é quase diretamente proporcional à área de implementação, pelo que normalmente inicio o dimensionamento com a verificação da área disponível para instalação de painéis, procurando saber a potência que podemos instalar. Para tal, usa-se o *software* Google SketchUp3D para a realização do modelo 3D das instalações, com especial rigor na cobertura, onde normalmente são instalados os painéis ou, se não for conveniente na cobertura, desenhar com rigor onde os mesmos estiverem previstos a serem instalados. De igual importância é desenhar os potenciais obstáculos que poderão sombrear as áreas disponíveis para os painéis. Deve ver-se também a orientação da área para instalação de painéis para sabermos como iremos proceder à distribuição dos mesmos. Posto isto, damos uso ao *plugin* “Skellion” que geralmente é instalado no “Google SketchUp3D”, que coloca painéis em cima das superfícies selecionadas, consoante as várias indicações que se possa dar, nomeadamente a orientação, preferencialmente virado a sul (o que nem sempre é possível); e o *Tilt* pretendido, ou seja, o ângulo de inclinação do painel.

Este *plugin* permite-nos também distanciar os painéis com a medida pretendida, colocá-los em *Landscape* ou *Portrait* (na horizontal ou ao alto), e visualizar a sombra projetada por possíveis obstáculos, o que é essencial para a colocação (ou não) de um painel num certo sítio. O *plugin* dá uso a uma base de dados que contém uma lista de painéis existentes no mercado, para que a distribuição dos mesmos seja feita com maior rigor, tendo em conta as suas dimensões reais.

Para além da verificação da potência que é possível instalar nas áreas disponíveis, também é importante verificar qual o impacto visual que o gerador fotovoltaico irá ter nas instalações bem como outras condicionantes que possam passar a existir.



Figura 45 - Distribuição dos painéis na cobertura usando a modulação 3D com o “Google SketchUp3D”.

Fonte: Critical Kinetics

Para o dimensionamento do gerador fotovoltaico a instalar utiliza-se o *software* “PVsyst”, de modo a alcançar uma curva de produção de autoconsumo idêntica à curva de consumo. Para isso, começa-se por definir o local da instalação (seta vermelha na figura 46), para que o *software* vá buscar os dados meteorológicos do sítio em questão. De seguida, define-se o azimuth, orientação dos painéis e o “*Tilt*”, ângulo de inclinação dos mesmos (seta azul). Define-se também o sistema (seta verde), o tipo, marca e modelo dos painéis pretendidos e dos inversores (normalmente inversores de *string*), e qual será a melhor organização, ou seja, quantos painéis por *string* e respetivo número de *strings*. Para definir as *strings* é preciso ter em atenção a máxima corrente MPP admitida pelo inversor, a tensão máxima, os limites de tensão possíveis pelos painéis dados, entre outros.

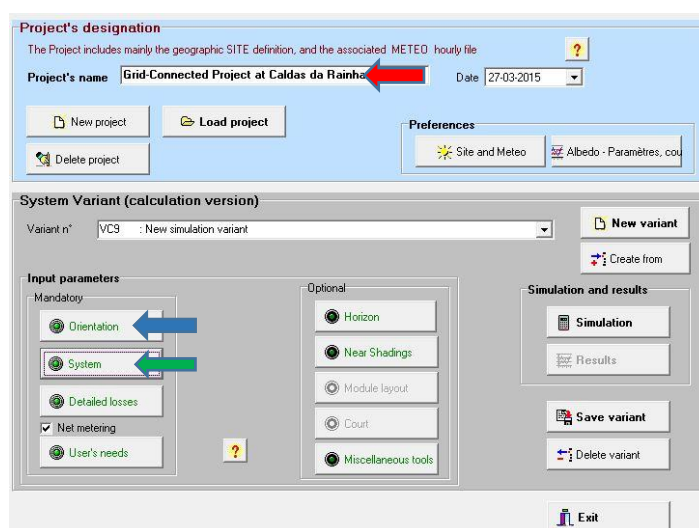


Figura 46: Menu principal do PVsyst. Fonte: Própria

É necessário igualmente ter em conta a Degradação induzida do potencial (PID), que é uma perda de potência devido à alta tensão atingida pela instalação com relação à estrutura que normalmente está ligada à terra. Este fenómeno ocorre sobretudo no módulo fotovoltaico mais próximo do polo negativo. Aqui o potencial (tensão em relação a terra) das células solares encontra-se tipicamente entre -800VDC e -1000VDC , conforme o comprimento da *string* e o tipo de inversor utilizado. A armação do módulo apresenta pelo contrário um potencial de 0V , pois está ligada à rede de terras. Este problema pode levar a uma perda de potência até 30% em apenas 3-4 anos. A degradação é provocada por uma corrente de fuga muito pequena das células para a estrutura de alumínio, passando pelo vidro e pelo encapsulante. A degradação pode ser acentuada pela presença de humidade sobre a superfície do módulo, uma vez que essa cria uma camada condutora, que melhora a condução desta corrente de fuga. O PID afeta quer os módulos cristalinos quer as películas finas.

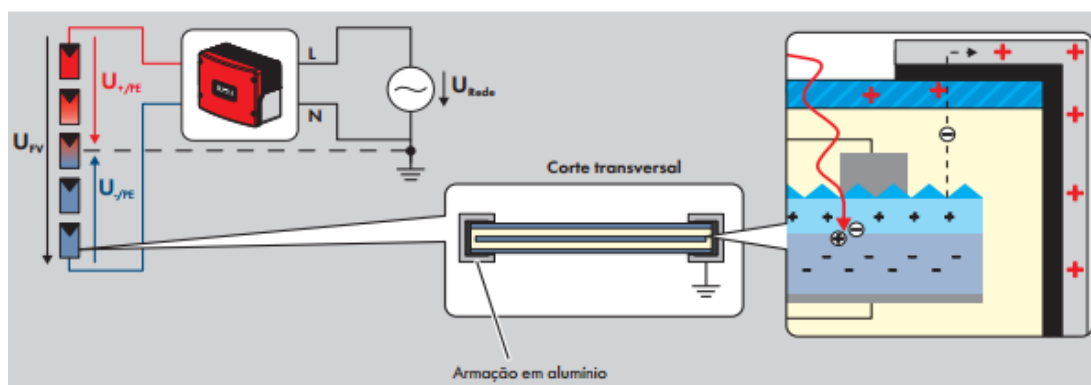


Figura 47: Armazenamento de cargas elétricas através de uma corrente de fuga entre célula solar e a armação do módulo.

Fonte: SMA

Muitos dos atuais inversores, de diversas marcas e modelos, permitem uma tensão DC de entrada até aos 1000VDC , o que favorece o aparecimento do PID. Na Critical Kinetics, no esforço de minimizar o aparecimento deste problema, optamos por diminuir o número de módulos por *string* e assim diminuir a tensão DC de entrada no inversor. Por norma dimensiono *strings* até 18 a 20 módulos ligados em serie de forma a não ultrapassar os 800VDC em V_{oc} (-10°C).

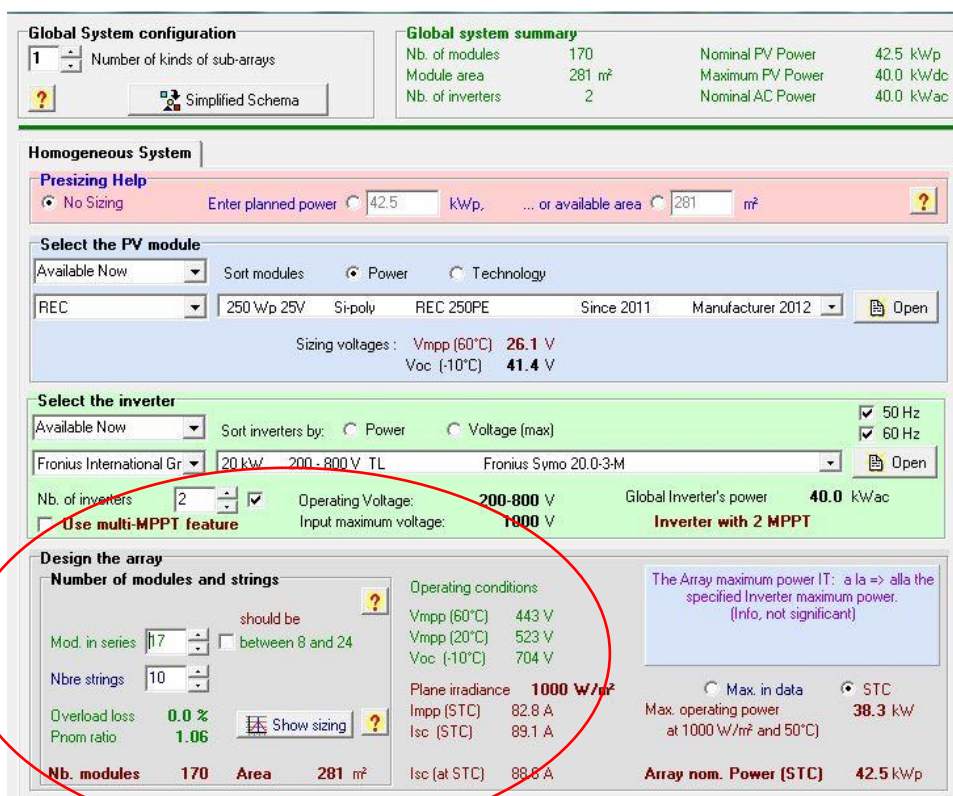


Figura 48: Menu do “system” onde é dimensionado o gerador PV, ao seleccionar os módulos, inversores e a constituição das *strings*. Fonte: Própria

Colocam-se também as distâncias dos cabos por string, é de mencionar que o último painel precisa de ser ligado ao inversor, ou caixa de junção de *string*, logo, temos de contabilizar essas distâncias.

Nesta parte do dimensionamento da cablagem é importante termos em atenção ao fenómeno de Acoplamento eletromagnético. Um raio provocado por uma tempestade ou outro fenómeno é portador de fortes campos eletromagnéticos que produzem uma corrente elevadíssima. Este raio pode ser acoplado indutivamente nos módulos fotovoltaicos, nos cabos dos módulos e ainda no cabo principal DC.

No intuito de reduzir o efeito de espira nos condutores ativos, cada condutor ativo de uma fileira (positivo e negativo) deve estar tão próximo um do outro quanto possível, isto é, a área formada pelos condutores deve ser a mais pequena possível (Figura 49). Quanto menor for a área, menor será o valor da tensão induzida pela corrente da descarga nos cabos dos módulos PV.

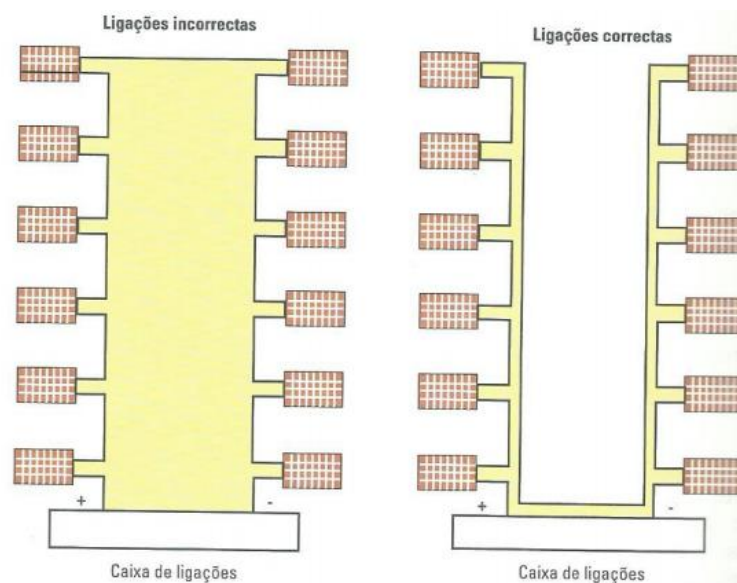


Figura 49: Ligações dos módulos à caixa de ligação. Fonte: Weidmuller

É necessária ainda a contabilização da perda anual de rendimento do sistema (que pode mudar consoante o modelo do módulo solar), essas perdas podem ser por motivo de sujidade acumulado na superfície do módulo, perdas na cablagem por motivo da sua secção e comprimento, e pelo rendimento dos inversores.

Após o dimensionamento do gerador fotovoltaico através da determinação da sua potência de pico, conseguida com o arranjo do número de módulos por *string* e o número de *strings* ligadas às caixas de junção e destas aos inversores, carrega-se o ficheiro que contém os consumos do cliente (descrito no capítulo anterior), para que o *software* os possa analisar. É de referir que este ficheiro Excel tem de ser guardado num tipo de ficheiro CSV *Comma Delimited* pois só assim o PVsyst os lê. Carregamos então os 8760 dados dos consumos e fazemos correr a simulação do sistema no *software*.

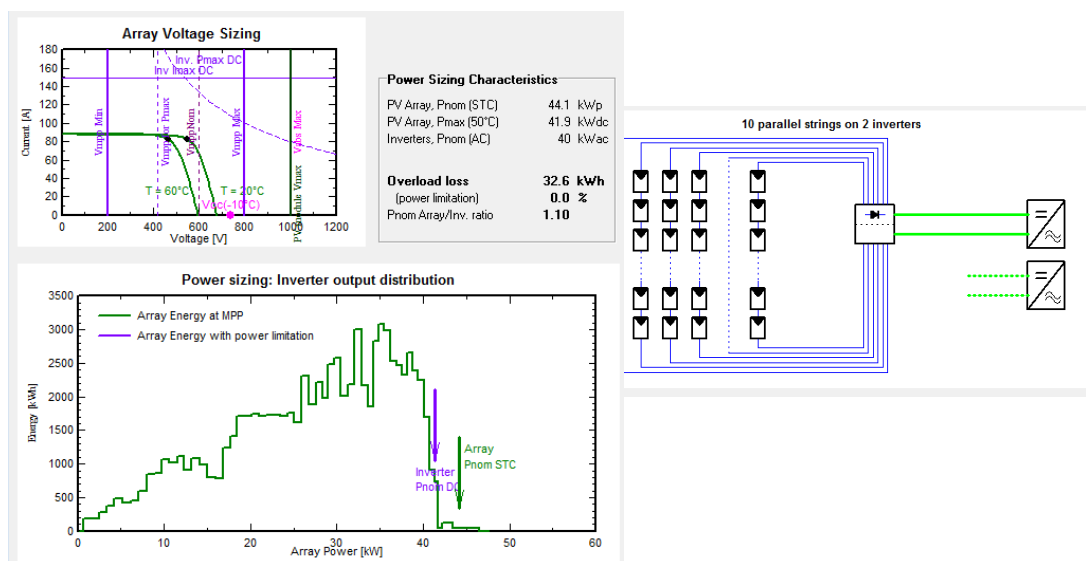


Figura 50 – Gráfico para ajudar no dimensionamento do array fotovoltaico e, esquema de ligação do sistema.

Fonte: Própria

Depois de se fazer correr a simulação no PVsyst obtemos um relatório (Figura 77, pág. 101), com os seguintes dados:

- Necessidades energéticas anuais (E_{Load})
- Produção de energia do sistema fotovoltaico (E_{Array})
- Quantidade de energia fornecida em autoconsumo (E_{User})
- Quantidade de energia injetada na RESP (E_{Grid})

As necessidades energéticas anuais são o histórico de consumos de um ano ou, se não houver histórico, são as previsões de consumo energético de um ano.

A produção de energia do sistema fotovoltaico é a quantidade de energia que é produzida durante um ano de funcionamento.

A quantidade de energia fornecida em autoconsumo é a quantidade de energia que foi produzida pelo sistema fotovoltaico e foi consumida localmente pela instalação.

A quantidade de energia injetada na RESP é a energia que por excesso de produção ou por não ter havido coincidência entre a produção e o consumo local, é injetada na rede.

É também importante analisar o gráfico que este *software* disponibiliza, com a produção energética do sistema, bem como a energia produzida que é autoconsumida localmente e a energia que é injetada na RESP. Estes gráficos apresentam formas diferentes consoante o tipo de sistema de orientação (simples ou multi-orientação) e de inclinação.

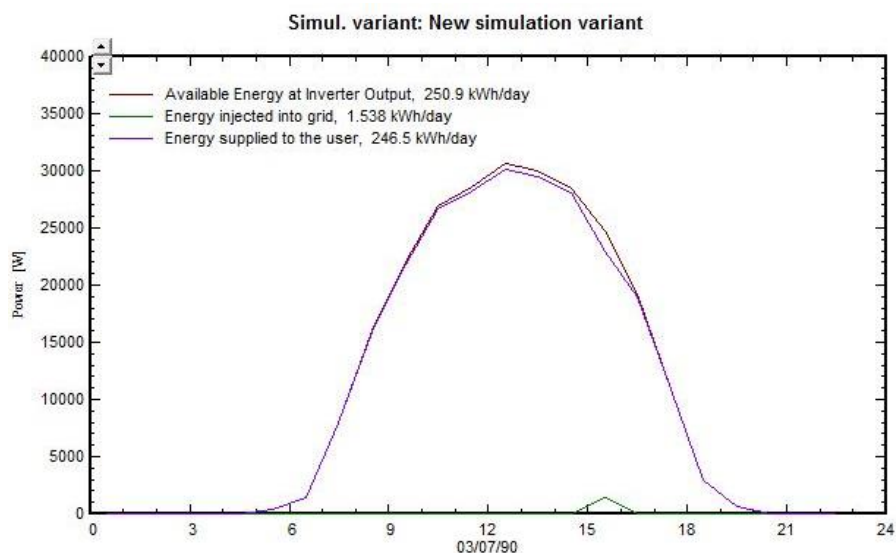


Figura 51: Gráfico de um sistema fixo com orientação para Sul.

Fonte: Própria

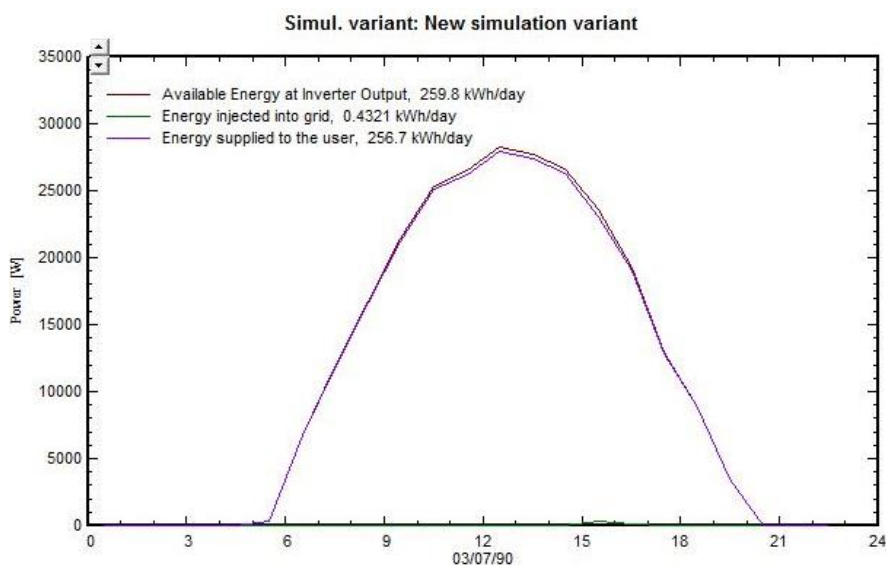


Figura 52: Gráfico de um sistema fixo com dupla orientação E-W.

Fonte: Própria

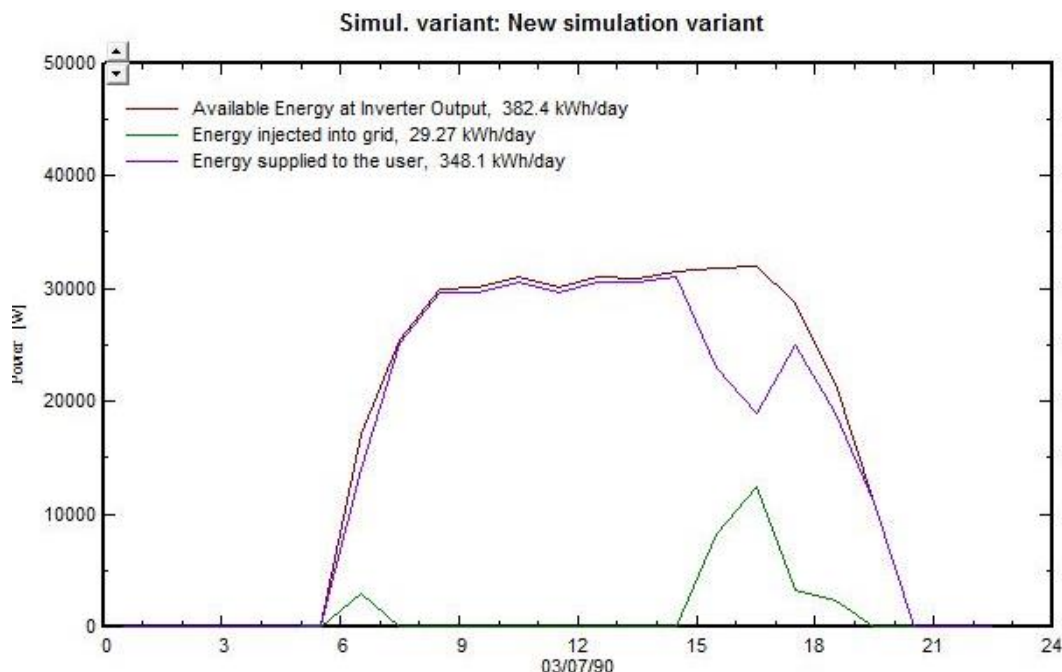


Figura 53: Gráfico com um sistema com um seguidor solar de dois eixos.

Fonte: Própria

Na análise dos gráficos anteriores é visível a diferença entre a forma do gráfico de um sistema com um seguidor solar de dois eixos e de um sistema fixo simples com uma única orientação, ou mesmo com um sistema com dupla orientação.

Nos dois primeiros casos a forma é claramente oval, em que existe um pico de produção à volta do meio-dia solar (12h36m GMT no inverno, 13h36 GMT no verão). No terceiro gráfico esta forma é mais alongada (trapezoidal), ou seja o “pico” de produção máxima é prolongada durante mais horas, pois o seguidor solar segue sempre a trajetória do Sol, maximizando a produção PV. Em geral existe um aumento de 30% na energia produzida usando os seguidores solares de dois eixos.

A desvantagem do uso destes seguidores é unicamente económica, geralmente para um seguidor com cerca de 40 módulos de 250W (10kW), o seu custo ronda os €6000, ao que temos ainda de somar os custos de manutenção.

A redução do custo dos módulos atuais permite que muitas das vezes seja preferível economicamente sobredimensionar um gerador PV fixo em cerca de 30 a 35%, pois o investimento inicial é mais baixo e a produção de energia é similar.

5.3 Estudo de viabilidade económica

É nesta parte do projeto que é verificada a viabilidade do projeto. De facto quando abordamos os empresários sobre as vantagens do sistema de autoconsumo, estes alimentam uma grande expectativa sobre o impacto que estes sistemas possam ter na redução dos seus custos operacionais. Por experiência própria é de evitar apresentar projetos cuja percentagem de energia em autoconsumo seja inferior a 20%, ou que o tempo de retorno do investimento a uma taxa atualizada de 2% ao ano, seja superior a 6 anos. O que torna bastante importante que se faça um estudo cuidado e sério sobre as necessidades energéticas do cliente e que se estude várias soluções técnicas (normalmente variando a potência a instalar) a implementar de forma que os indicadores financeiros como a ROI, TIR e Tempo de retorno do investimento tenham uma dinâmica favorável.

Após a obtenção do relatório do PVsyst, bem como o respetivo ficheiro em CSV, que contém os dados acima descritos, introduzimos estes dados num livro de Excel “*CK Prosumer*” que foi desenvolvido por nós na empresa, e que tem como principais objetivos:

- Executar os cálculos sobre a quantidade de energia ativa que é gerada em autoconsumo, bem como a poupança que é obtida em Potência em horas de ponta (PT Ph).
- Fazer a orçamentação do projeto.
- Estudo da viabilidade económica do projeto.

Para escolher o livro “*CK Prosumer*” correto (pois desenvolvemos livros para cada uma das tarifas dentro do ciclo diário ou semanal), temos que verificar qual o ciclo do cliente, se é diário ou semanal e se é bi-horário, tri-horário, tetra-horário ou simples, sendo este último unicamente aplicado para o ciclo diário. Para começar a trabalhar nesta folha, coloca-se o preço das tarifas que o cliente tem. Se for tri-horário ou tetra-horário, verifica-se ainda se o cliente tem potência contratada em horas de ponta, pois estas são significativas na análise.

Neste livro temos uma folha dedicada ao cálculo da poupança proporcionada pela produção própria de energia, nos diferentes períodos horários e nas tarifas respetivas (Figura 58), em que também é calculada a poupança em potência de horas de ponta. Visto que neste período, com a produção de energia própria no período de pontas, há menos consumo de energia fornecida pela rede e assim uma diminuição da potência exigida à rede.

Investimento	Cashflow	Cashflow Atualizado	Break Even	Valor Atualizado Líquido
240 298,50 € -	240 298,50 € -	240 298,50 € -	240 298,50 € -	240 298,50 €
600,00 €	42 081,16 €	40 447,10 € -	198 217,34 € -	199 851,40 €
612,00 €	42 825,74 €	40 355,66 € -	155 391,60 € -	159 495,75 €
624,24 €	43 581,39 €	40 262,47 € -	111 810,21 € -	119 233,28 €
636,72 €	44 348,19 €	40 167,52 € -	67 462,02 € -	79 065,76 €
649,46 €	45 126,22 €	40 070,79 € -	22 335,80 € -	38 994,97 €
662,45 €	45 915,56 €	39 972,26 €	23 579,76 €	977,29 €
675,70 €	46 716,30 €	39 871,91 €	70 296,06 €	40 849,20 €
689,21 €	47 528,51 €	39 769,73 €	117 824,56 €	80 618,93 €
703,00 €	48 352,26 €	39 665,69 €	166 176,82 €	120 284,62 €
717,06 €	49 187,63 €	39 559,79 €	215 364,45 €	159 844,41 €
731,40 €	50 034,67 €	39 452,00 €	265 399,12 €	199 296,41 €
746,02 €	50 893,45 €	39 342,29 €	316 292,57 €	238 638,70 €
760,95 €	51 764,03 €	39 230,67 €	368 056,60 €	277 869,37 €
776,16 €	52 646,46 €	39 117,10 €	420 703,06 €	316 986,46 €
791,69 €	53 540,79 €	39 001,56 €	474 243,85 €	355 988,02 €
807,52 €	54 447,05 €	38 884,05 €	528 690,90 €	394 872,07 €
823,67 €	55 365,30 €	38 764,53 €	584 056,20 €	433 636,60 €
840,14 €	56 295,55 €	38 643,00 €	640 351,75 €	472 279,60 €
856,95 €	57 237,84 €	38 519,43 €	697 589,59 €	510 799,02 €
874,09 €	58 192,19 €	38 393,80 €	755 781,78 €	549 192,82 €
891,57 €	59 158,61 €	38 266,10 €	814 940,38 €	587 458,92 €
909,40 €	60 137,10 €	38 136,30 €	875 077,48 €	625 595,21 €
927,59 €	61 127,67 €	38 004,38 €	936 205,15 €	663 599,60 €
946,14 €	62 130,30 €	37 870,34 €	998 335,45 €	701 469,93 €
965,06 €	63 144,99 €	37 734,14 €	1 061 480,44 €	739 204,07 €

Figura 56 - Análise Económica. Fonte: Própria

A folha Excel, tendo em conta os valores e variáveis introduzidos, altera os gráficos para o cliente e dá-nos os dados relevantes para a análise da viabilidade do projeto, tais como a TIR, ROI, custo por Watt pico (Wp), *breakeven*, em quanto tempo o projeto se paga a si próprio e também o *levelized cost of energy* (LCOE), ou seja, o custo de energia produzido.

$$LCOE = \frac{\text{Investimento inicial} + \text{custos de manutenção e operação nos 25 anos}}{\text{Autoconsumo} + \text{Energia vendida à RESP ao longo dos 25 anos}}$$

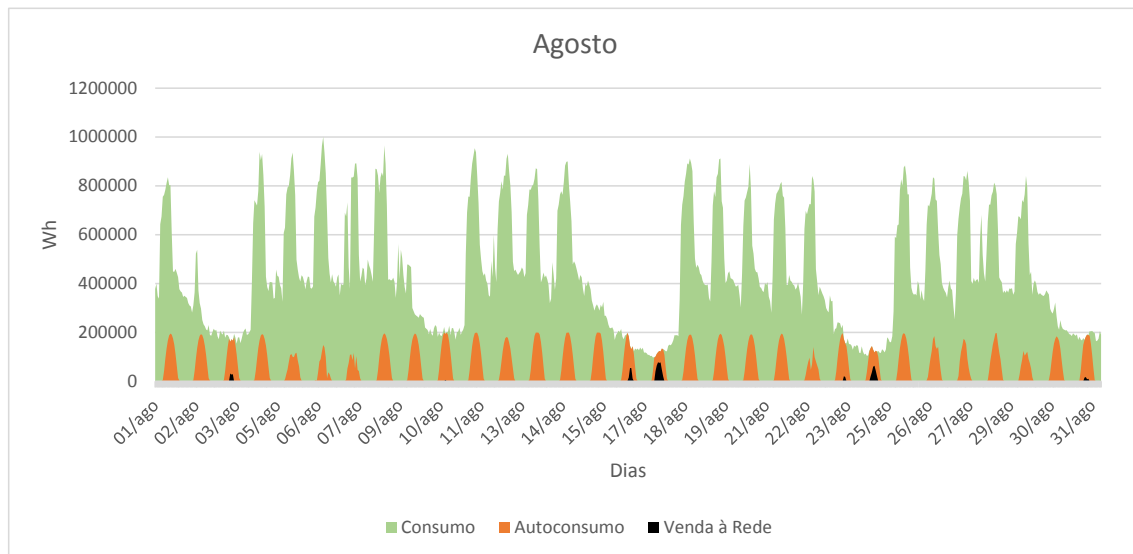


Figura 57 - Gráfico do consumo, autoconsumo e venda à rede. Fonte: Própria

ROI	3,08 €
TIR	16%
PRIA	5 Anos e 12 Meses
PRI	5 Anos e 6 Meses
VAL	739 204.07 €
LCOE	0,0290€/kWh

Figura 58 - Tabela com dados financeiros do projeto. Fonte: Própria

No âmbito do autoconsumo fotovoltaico as folhas de orçamentação, *CK Prosumer* foram alteradas e melhoradas ao longo do estágio: foi acrescentada uma *dashboard* (Figura 59), em que dá ao cliente um resumo dos dados significativos do projeto, tais como a análise do sistema para os 25 anos de produção dos painéis, os dados da viabilidade económica e também um gráfico que contém o consumo máximo, médio e mínimo dos consumos e o máximo, médio e mínimo do autoconsumo.

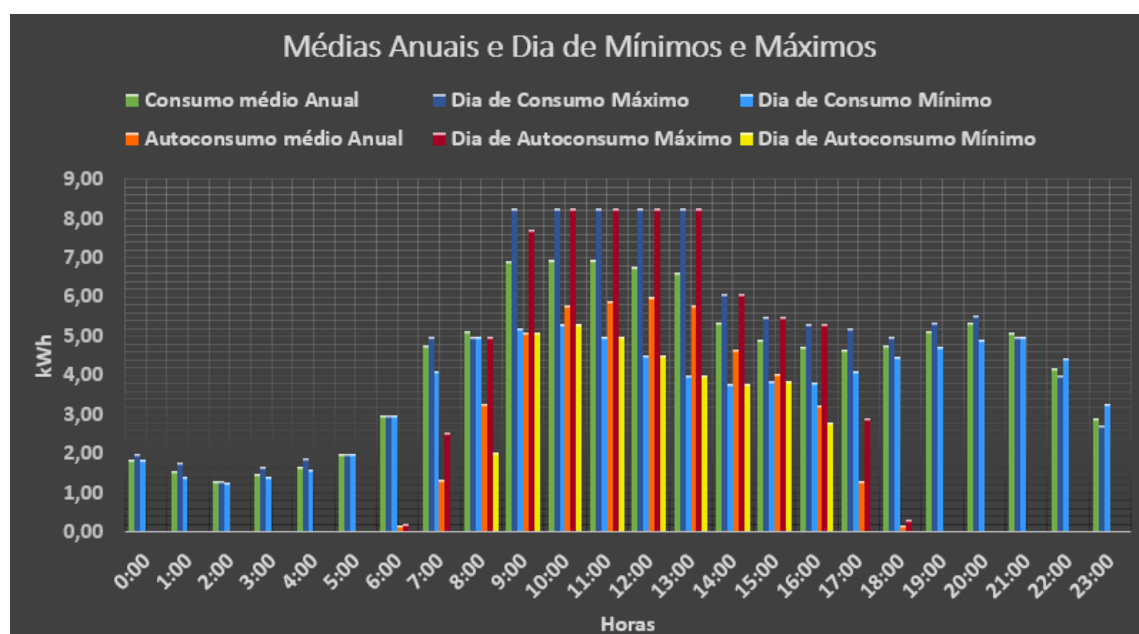
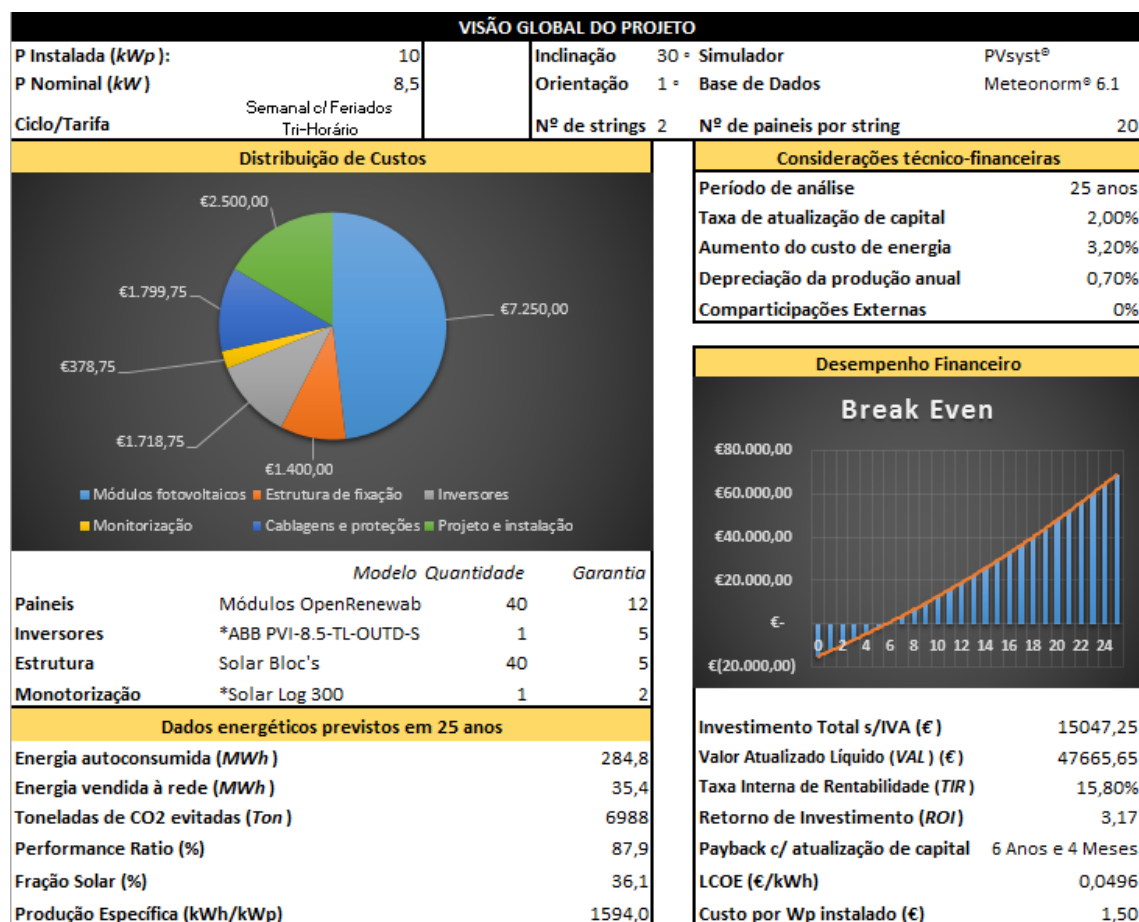


Figura 59: Página resumo da viabilidade económica que é apresentada nas propostas entregues aos nossos clientes.

Fonte: Própria

6 Baterias

Uma bateria é um dispositivo que converte energia química armazenada no seu interior em energia elétrica através de uma reação eletroquímica de oxidação-redução [16] e é, normalmente, composta por várias células (podendo, no entanto, ser apenas uma). Uma célula é constituída por 4 componentes essenciais [12, 14, 16, 17]:

- O ânodo (ou o eletrodo negativo), que fornece os eletrões ao circuito externo e é oxidado durante a reação eletroquímica.
- O cátodo (ou eletrodo positivo), que faz o contrário do anterior, isto é, recebe os eletrões do circuito externo e sofre uma redução durante a reação eletroquímica.
- O eletrólito, que serve como meio de transferência de iões, dentro da célula, entre o ânodo e o cátodo, e é normalmente um líquido com boa condutividade iónica.
- O separador, que impede um curto-circuito entre os eletrodos, mantendo o fluxo de iões. É um componente que pode não ser usado em todos os tipos de baterias.

A figura seguinte pretende exemplificar as reações associadas ao fluxo de corrente elétrica nas baterias, entre os componentes enumerados. Num processo de carga (à esquerda) os eletrões fluem do ânodo para o cátodo através da carga ligada.

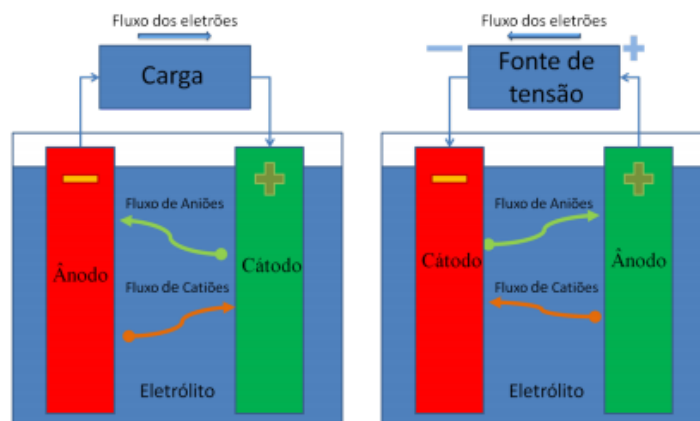


Figura 60: Esquema de funcionamento de uma bateria durante um ciclo de descarga e carga.

Fonte: Mundo da educação

Já dentro da bateria, ou seja, no eletrólito, a reação química provoca um fluxo de catiões do eletrodo negativo (ânodo) para o positivo (cátodo) e um fluxo de aniões no sentido contrário. Por outro lado, quando a bateria está em recarga (à direita), e por isso a receber eletrões, os eletrodos invertem de polarização, ficando o ânodo a ser o positivo e o cátodo a ser o negativo, mantendo-se a direção dos fluxos.

6.1 Principais características das baterias

Cada bateria possui diversos parâmetros que a caracterizam e, por isso, importantes de se conhecer o significado. Estes são normalmente obtidos em condições específicas e disponibilizadas pelo fabricante, e variam quando funcionam sobre condições diferentes das estipuladas. [15, 16, 18].

- Capacidade (C) - Identifica a energia armazenada na bateria e é, normalmente, expressa em Ampere-hora (Ah).
- Capacidade Nominal (C_N) – Representa a capacidade máxima que a bateria é capaz de armazenar. É um valor determinado sobre determinadas condições ambientais e de recarga pelo que não corresponde, obrigatoriamente, à energia máxima que se consegue tirar da bateria [19]. É, por isso, sempre um valor fornecido pelo fabricante.
- Estado de carga (state of charge - SOC) - É a relação entre a tensão máxima esperada aos terminais da bateria e a tensão atual. O estado de carga de uma bateria nunca deve ir abaixo dos 50% pois isso irá danificá-la, podendo mesmo inutilizá-la. A temperatura a que a bateria é sujeita é outra condicionante para o SOC, pois a altas temperaturas o SOC aumenta e a temperaturas baixas o SOC diminui.
- Tensão Nominal - É o valor médio da tensão que se espera observar em toda a descarga da bateria.
- Tensão de Circuito Aberto - Este é uma característica muito usada pois representa a tensão medida aos terminais da bateria quando ela não se encontra em carga e pode ser relacionada com a quantidade de energia ainda disponível na bateria. Para a sua correta medição é necessário que após um período de carga aplicada à bateria, esta repouse durante algum tempo.

- Tensão final de descarga - Corresponde ao valor mínimo de tensão, em carga, que a bateria pode atingir, sob pena de danos.
- Energia Específica - Medida que identifica a quantidade de energia (Wh) por unidade de peso (Kgf). É normalmente usada para qualificar e comparar baterias.
- Densidade Energética - Tem a mesma função que a energia específica mas quantifica a energia por unidade de volume (Wh/dm^3).
- Profundidade de Descarga - Normalmente referido através do acrónimo DOD (*Depth of Discharge*), a profundidade de descarga pretende representar a percentagem de capacidade retirada à bateria face à capacidade nominal, normalmente em %.
- Ciclo de vida – É a contagem do número total de vezes que a bateria pode ser carregada (e descarregada) durante a sua vida útil. Quando a bateria não consegue ser carregada acima de 80% do seu estado de carga nominal, então considera-se que a sua vida útil chegou ao fim.

6.2 Condicionantes das baterias

As baterias são projetadas, e as suas especificações são disponibilizadas, tendo em conta determinadas condições de funcionamento. Assim, alterar estas condições leva sempre a que a bateria se comporte de forma diferente, facto em grande parte explicado pela alteração dos parâmetros que a classificam. As condições que mais impacto têm e são mais comuns no ambiente de funcionamento das baterias são a temperatura, o envelhecimento, os extremos de carga da bateria e a profundidade de descarga usada.

6.3 Temperatura

A temperatura é, provavelmente, o aspeto das condições de trabalho mais importante na bateria, pois dependendo da aplicação, ela pode estar sujeita a uma grande variação da sua grandeza. Tomando o exemplo dos sistemas fotovoltaicos, estes podem ser usados numa zona do globo onde as temperaturas são mais baixas, ou em países caracterizados por temperaturas mais altas. Por essa influência os fabricantes designam, normalmente, uma gama de temperaturas onde garantem as características estipuladas. A exposição a temperaturas fora dessa gama durante a descarga, não só altera as características, como a capacidade temporária ou permanentemente, mas pode levar à redução da sua vida útil [16,

20, 21]. Quando a bateria se encontra em funcionamento a uma temperatura superior à estipulada, a sua resistência interna decresce, o que leva a um ganho na eficiência da bateria passando a estar disponível uma maior carga. Por outro lado, aumenta também a velocidade das reações químicas que podem levar a estragos nos componentes internos da bateria [20]. Na figura seguinte é demonstrada a influência da temperatura na vida útil de uma bateria de hidretos metálicos de níquel.

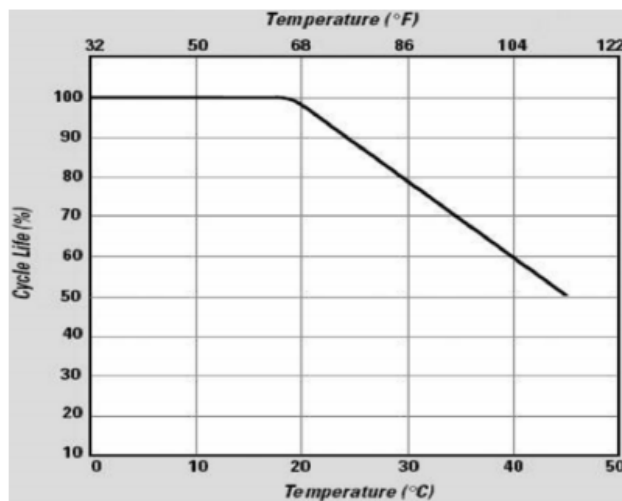


Figura 61: Gráfico demonstrativo da influência da temperatura na vida útil das baterias [16]

Já no caso de temperaturas abaixo do estipulado, a influência varia com o tipo de bateria usada. No caso das baterias de Iões de Lítio, leva a um aumento da energia necessária para a ocorrência das reações eletroquímicas, o que implica numa diminuição de iões disponíveis e por isso uma menor capacidade disponível para extração [21].

6.4 Envelhecimento

Todos os equipamentos elétricos envelhecem e perdem propriedades durante a sua vida, fundamentalmente devido ao desgaste dos seus componentes. No caso das baterias esse desgaste traduz-se, normalmente, na perda da capacidade disponível para extração, o que, ao fim de algum tempo, torna impossível o bom funcionamento das aplicações dependentes.

A perda de capacidade resulta de reações indesejadas, como a decomposição do eletrólito e dissolução do material ativo, traduzindo-se num aumento da resistência interna da célula e, em casos extremos, na sua falha total [22].

6.5 Sobrecarga

Quando, num processo de carga de uma bateria, se ultrapassa o limite máximo de tensão estipulado, acontece um fenómeno denominado sobrecarga, que leva a que novas reações químicas aconteçam e danifiquem a bateria. Estes danos são justificados pelo facto de, após todos os constituintes químicos ativos terem sido transformados continuar a fornecer energia à bateria leva à quebra de componentes que não poderão voltar a ser recombinados. Os sintomas mais comuns de uma sobrecarga são o aumento da sua temperatura e pressão, causando inchaço da bateria, curto-circuitos internos e interrupção de pistas de condução e, em caso extremo, explosão. Por outro lado uma descarga excessiva, ou seja, quando a tensão aos terminais da bateria desce abaixo do limite mínimo estipulado, pode também causar danos e acelerar substancialmente o seu envelhecimento [20].

6.6 Profundidade de descarga

Quando uma bateria está sujeita a elevados DOD de forma frequente, o seu tempo de vida diminui consideravelmente como pode ser visto na figura seguinte, sobretudo em baterias como as de Li-íon, onde esta ação consome mais ciclos de vida. Quando uma bateria está sujeita a períodos de descargas (e por consequência cargas) parciais, o número de ciclos de vida gastos é menor. De notar, no entanto, que este fenómeno é mais notado quando a bateria está sujeita ao mesmo perfil de descarga durante toda a sua vida [20].

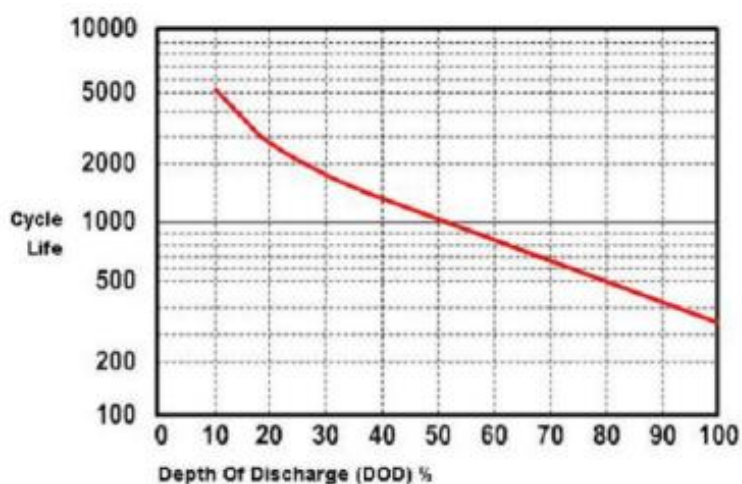


Figura 62: Gráfico típico do número de ciclos versus profundidade de descarga da bateria. [20]

6.7 Tipos de baterias

Existem vários tipos de baterias constituídas por diferentes materiais, dos quais são normalmente usadas as apresentadas de seguida [12, 13, 15]:

- Ácido-Chumbo (Pb-acid)
- Níquel-Cádmio (NiCd)
- Hidretos metálicos de níquel (NiMH)
- Iões de lítio (Li-íon)
- Polímeros de lítio (Li-poly)
- Ar-Zinco (Zn-Air)

Tendo em consideração os conceitos de energia e potência específicas de uma bateria, é possível obter uma comparação de tecnologias através da sua potência, capacidade e peso. A figura seguinte possibilita essa comparação entre as baterias de Pb-acid, NiMH e Li-íon.

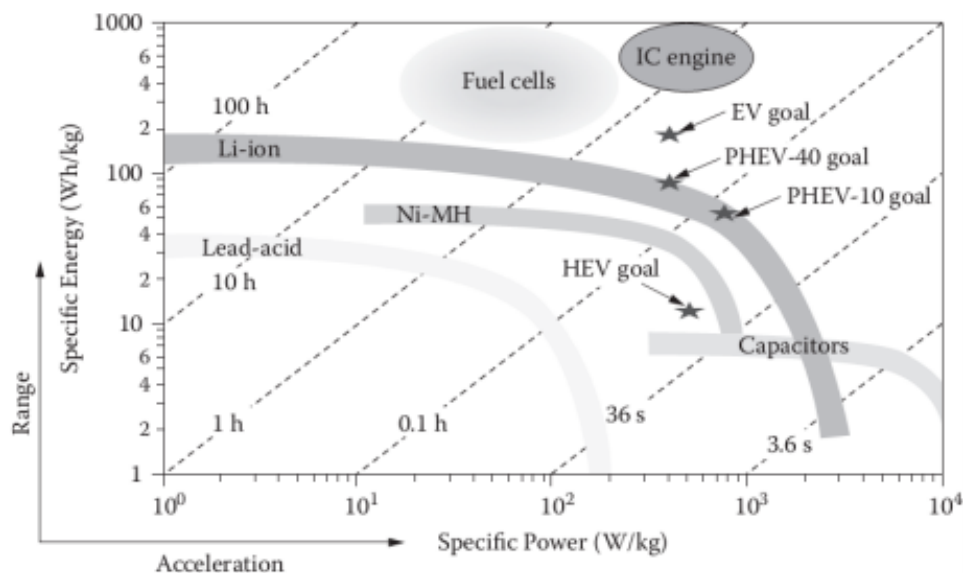


Figura 63: Comparação energia e potência específicas de várias tecnologias de armazenamento [17].

Tabela 6: Valores típicos para cada tipo de tecnologia de baterias. Fonte: Mundo da educação

Características	Tipos de bateria			
	Pb - Acid	NiCd	NiMH	Li - ion
Tensão nominal de cada célula (V)	2	1,25	1,25	3,6
Densidade de energia (Wh/dm ³)	[8; 16]	45-80	60-120	110-160
Energia específica (Wh/kg)	----	[30; 60]	[50; 90]	[90; 115]
Densidade de potência (w/dm ³)	60	60	320	2900
Potência específica (W/kg)	250	<1000	<1000	<2000
Resistência Interna (mΩ)	<100	100-200	200-300	150-250
Ciclo de Vida (80% da capacidade inicial)	[200; 300]	[300; 1500]	[300; 2000]	[500; 2000]
Tempo para Carga Rápida (horas)	[8; 16]	1	[2; 4]	[2; 4]
Auto Descarga (%/mês a 20°C)	5	[10; 20]	[20; 30]	[5; 10]
Carga contínua máxima (C)	5	20	5	>2

6.8 Baterias de iões de lítio (Li-íon)

O lítio é o terceiro elemento mais leve, a seguir ao hidrogénio e ao hélio, o que explica o peso mais leve nestas baterias e o maior valor da energia específica das mesmas. Mas também é um dos elementos mais raros na superfície terrestre, o que é explicado pela história deste elemento. De facto este elemento ao contrário da maior parte dos elementos presentes na Terra e no sistema solar, não foi formando no interior das estrelas nomeadamente do Sol, mas sim em pleno espaço, sendo um elemento resultante da destruição de elementos mais pesados pelos raios cósmicos. Pelo que todo o lítio presente na Terra teve origem na nuvem de poeiras e gases que formaram o sistema solar e nos meteoritos que bombardearam o nosso planeta no passado.

Uma bateria Li-íon é normalmente composta por um óxido de lítio-cobalto (LiCoO₂) a formar o elétrodo positivo e grafite no elétrodo negativo [12, 17] e cujo comportamento pode ser analisado na figura 64.

No ânodo os átomos estão dispostos na forma de lâminas em que se inserem os iões de lítio (Li⁺). Os iões de lítio intercalam-se na estrutura de um óxido lamelar (em forma de lâmina), o LiCoO₂.

No cátodo existe uma associação de grafite com cobre. Os iões de lítio intercalam-se entre estruturas hexagonais de carbono (LiC₆).

O eletrólito é constituído de sais de lítio (LiClO_4) dissolvidos em solventes orgânicos.

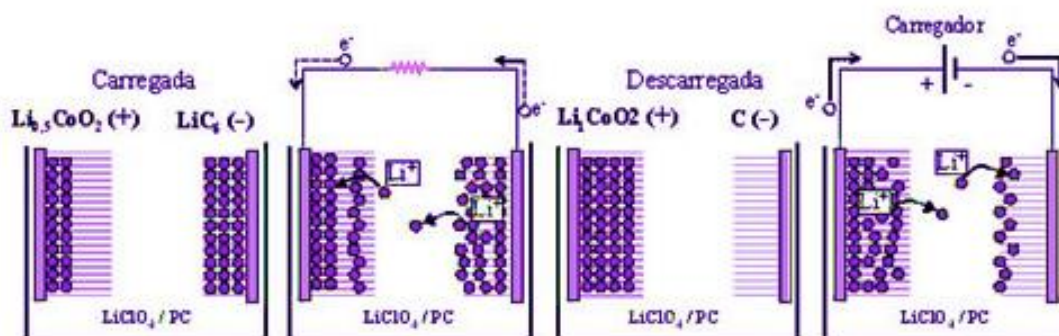
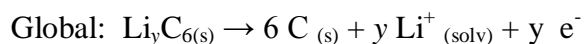
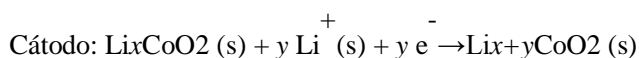
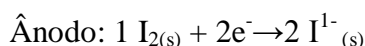


Figura 64: Esquema das reações químicas numa bateria de Li-íon. Fonte: Mundo da educação

O seu funcionamento consiste no seguinte: os iões de lítio que estão em um solvente não aquoso migram do ânodo para o cátodo, ocorrendo as seguintes semi-reações e reação global:



Assim, no momento em que se recarrega essa bateria, o processo é o inverso e é provocada a migração dos iões de lítio da estrutura lamelar do óxido para a grafite.

Os seus materiais garantem-lhe diversas vantagens em comparação com os outros tipos de baterias, nomeadamente altas densidades energética e potência, baixo efeito de memória, longos ciclos de vida, bom funcionamento a uma grande gama de temperaturas, maior tensão de descarga, baixa auto descarga e baixo tempo de carga, para além de ser reciclável. Apesar de todas estas vantagens, o seu preço e a necessidade de um complexo circuito de controlo para evitar sobrecarga ou subcarga são desvantagens que têm até agora justificado o atraso na adoção deste tipo de baterias nos sistemas de armazenamento de energia fotovoltaica [12, 14, 15, 16].

Uma evolução da bateria Li-íon é a de polímeros de lítio (Li-poly) e recorre a um eletrólito sólido. Assim, não só é possível obter maior energia e potência específicas, mas também torna a bateria mais segura no caso de acidentes, por o eletrólito ser de um material mais estável. Para além disso, a Li-poly possibilita o fabrico de células de qualquer tamanho e forma, facilitando a construção de sistemas modelares de baterias para preenchimento dos espaços nos veículos elétricos, bem como nos novos sistemas de armazenamento de energia fotovoltaica, aliado a uma redução de peso. Uma maior gama de temperatura e um aumento nos ciclos de vida são, também, vantagens ganhas nesta evolução [12, 15].

Tabela 7: Quadro comparativo da descarga por ação da temperatura de armazenamento das baterias Li-íon.

Perda permanente da capacidade X condições de armazenamento		
Condições de armazenamento	40% carga	100% carga
0 °C	2% de perda depois de 1 ano	6% de perda depois de 1 ano
25 °C	4% de perda depois de 1 ano	20% de perda depois de 1 ano
40 °C	15% de perda depois de 1 ano	35% de perda depois de 1 ano
60 °C	25% de perda depois de 1 ano	40% de perda depois de 3 meses
Fonte: http://www.batteryuniversity.com/parttwo-34.htm BatteryUniversity.com		

Uma outra grande vantagem das baterias Li-íon é o facto de não possuírem o efeito memória, conhecido popularmente como o “vício” da bateria. Graças a isso é possível carregar apenas uma parte da bateria quando se desejar e também não é preciso esperar que ela se descarregue totalmente para então recarregá-la, como acontece nos outros tipos de bateria. Devido a essa característica que facilita a vida do utilizador, ela não requer tanta atenção quanto ao processo de carga e descarga, mas isto também não significa que esses processos devem ser feitos de qualquer maneira. Um dos cuidados que se deve tomar é não deixar que esta se descarregue totalmente pois podem-se tornar inutilizáveis. Também são extremamente sensíveis à temperatura, quando expostas ao calor podem perder parte da sua capacidade total e decomporem-se mais rápido que o normal.

Existem basicamente dois estágios para a carga das baterias de iões de lítio, a carga rápida e a carga completa. A carga rápida compreende a fase inicial, cerca de 70% a 80% da carga total da bateria, é a fase mais rápida do processo de carga. Já o segundo estágio é o período em que se finaliza o processo, é a fase mais demorada mas também é a fase mais importante, pois é neste período em que ocorre um aumento significativo na autonomia da bateria. Nesta fase torna-se mais difícil para os iões prenderem-se aos átomos de Lítio, este é um dos motivos responsáveis pela demora da recarga quando esta se encontra em sua fase final e também o motivo de representar o aumento na autonomia da bateria, pois o desprendimento dos iões dos elétrodos é mais lento uma vez que eles se tornam mais estáveis. Segue-se a linha de raciocínio em que quanto menor for a facilidade de carga, mais energia armazenará.

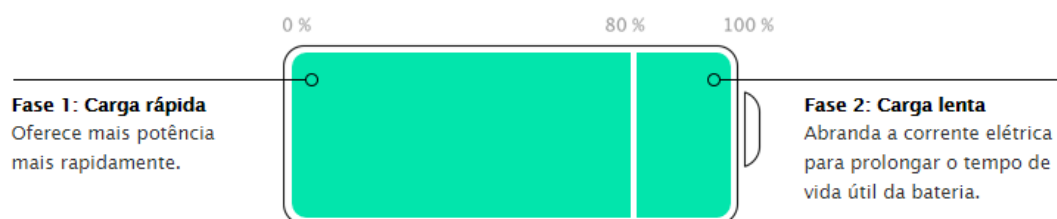


Figura 65: Fases do processo de carga de uma bateria de Li-íon. Fonte: Apple

6.9 Mercado de armazenamento de energia

Um sinal do crescente interesse do mercado nas novas soluções de armazenamento de energia para o setor residencial usando baterias de Li-íon, foi o número significativo de expositores que apresentaram as suas soluções na feira Intersolar Europa que se realizou no passado mês de Junho em Munique, Alemanha. De referir que esta é a feira anual mais importante do setor fotovoltaico a nível mundial.

De facto para este fim aproveitam-se algumas características das baterias de Li-íon, nomeadamente o seu reduzido peso, elevada densidade energética e flexibilidade modular. Várias marcas já bem conhecidas do mercado fotovoltaico (Kostal, Solarwatt, Kyocera, Samsung...), apresentaram sistemas de armazenamento de energia de origem fotovoltaica, particularmente projetadas para sistemas de autoconsumo.

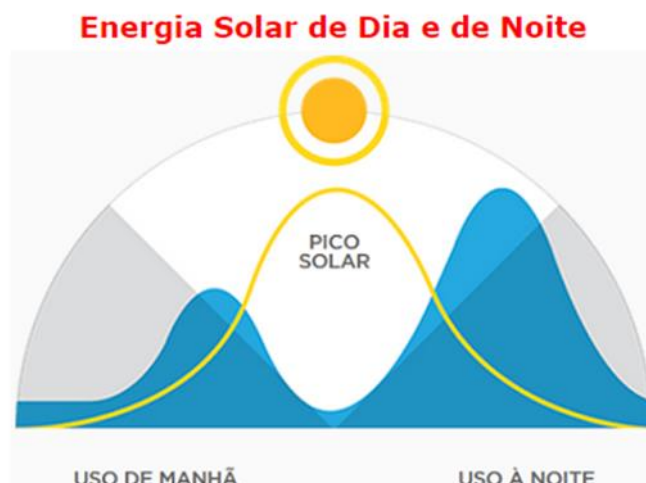


Figura 66: Perfil de consumos típico do setor doméstico. Fonte: Tesla

Estes sistemas permitem a um custo mais reduzido que os bancos de baterias de ácido convencionais, armazenar energia quando não há coincidência entre a produção e o consumo local ou, quando as cargas ativas são reduzidas e existe um excesso de produção. Esta energia poderá ser utilizada nos períodos de maior consumo doméstico, que se registam normalmente ao início do dia e sobretudo no final do mesmo, como mostrado na figura anterior.

Outro aspeto importante é o *design* que estes sistemas apresentam. Muito diferente do aspeto dos bancos com várias *strings* de baterias de ácido alinhadas pela direita e cobertas pela frente tipo formatura da “tropa” em parada, (figura 67).



Figura 67: Banco de baterias de ácido de chumbo. Fonte: Energiapura

Estes novos equipamentos, para além de apresentarem um design atrativo, já não carecem de serem colocados num local mais escondido e obrigatoriamente ventilado. Podem ser colocados tanto *indoor* como *outdoor* mas sempre mantendo o seu “look”, (figura 68 e 69). Como são modulares, podem ser ligados em série de forma a aumentar a sua capacidade de armazenamento respondendo assim às necessidades de cada utilizador. É o caso da “Powerwall” da Tesla que apresentou dois modelos de 7kWh em ciclo diário e 10kWh em ciclo semanal que poderão ser interligados até obter no máximo 63kWh e 90kWh respetivamente, (figura 73).

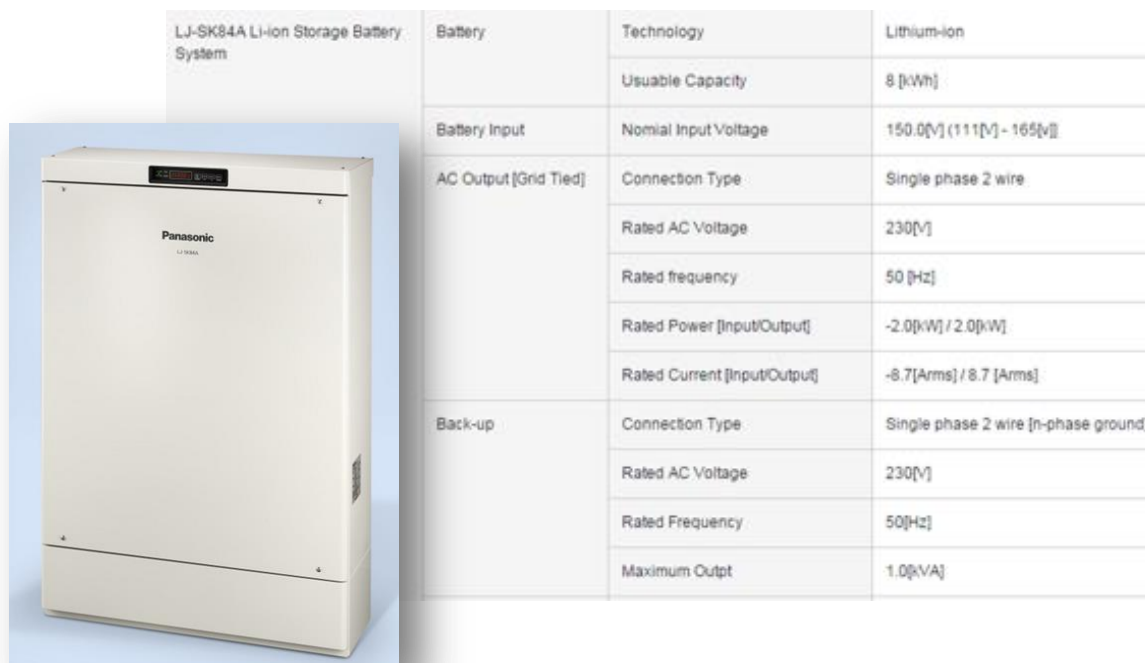


Figura 68: Sistema de acumulação em Li-íon “LJ-SK84A” da Panasonic. Fonte: Panasonic



Figura 69: Sistema “Powerwall” da Tesla. Fonte: Tesla

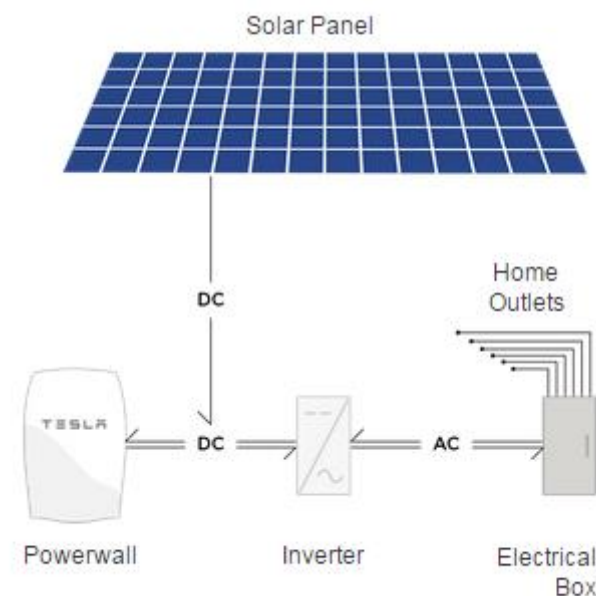


Figura 70: Esquema de ligação de um sistema de acumulação numa instalação fotovoltaica de autoconsumo

Fonte: Tesla

A integração destas baterias em sistemas de autoconsumo já existentes é relativamente fácil. A gestão da energia destas baterias é feita através de um sistema eletrónico, o *Battery management system* (BMS). Este para além de gerir o consumo de energia a partir das

baterias, protege-as de operar em condições fora das estipuladas pelo fabricante durante a carga e descarga.

No caso do sistema “LJ-SK84A” da Panasonic, este sistema permite uma potência máxima de saída de 2kW, no total de capacidade máxima de 8kWh de energia disponível em ciclo diário. A Tesla na sua solução de ciclo diário de 7kWh, também a potência máxima está limitada a 2kW.

6.10 Viabilidade

Em Portugal, atualmente, o número de sistemas de autoconsumo FV com armazenamento de energia baseados na tecnologia de bancos de baterias de ácido de chumbo é residual. De facto, o elevado investimento inicial nestes bancos de baterias implica que o tempo de retorno do investimento seja normalmente superior ao tempo de vida útil das baterias (7 a 10 anos, dependente das condições de operação e manutenção).

Para que haja um aumento do número de instalações, estes novos sistemas de armazenamento de energia baseados nas baterias de Li-íon têm que “obrigatoriamente” apresentar um tempo de retorno do investimento mais curto. A seu favor tem como já referido, a possibilidade de maiores profundidades de descarga, maior número de ciclos e um tempo de vida mais longo, para além de fornecerem uma maior quantidade de energia nesse período. Mas será suficiente para que tenha viabilidade económica?

O custo anunciado para o sistema da Tesla “Powerwall” de 7kWh é de \$3000 US dólares, ao que corresponde cerca de €2650, garantia de 10 anos e um tempo de vida expectável de 15 anos. O lançamento no mercado destes equipamentos está previsto para o final deste ano nos Estados Unidos da América (USA).

Para dar resposta às encomendas, a Tesla está a construir uma fábrica nos USA em parceria com a Siemens, com data prevista de entrada em funcionamento em 2017. Em Portugal ainda não está prevista data de entrega dos primeiros equipamentos.

Tabela 8: Evolução do consumo de eletricidade nos diversos sectores da economia

kWh (quilowatt-hora) - Média

[ver mais](#)

Anos	Consumo de energia eléctrica por tipo de consumo (kWh)				
	Total	Doméstico	Não doméstico	Indústria	Agricultura
+ 1994	5.689,4	1.851,4	8.189,4	85.574,2	3.074,3
2000	6.951,2	2.229,4	11.173,1	98.820,3	4.341,2
2001	7.066,6	2.302,2	11.507,4	99.064,6	4.667,5
2002	7.173,9	2.306,5	15.148,1	102.298,0	4.986,3
2003	7.361,1	2.361,0	15.766,3	111.485,4	5.160,3
2004	7.480,4	2.443,4	14.907,6	118.362,0	5.657,5
2005	7.617,8	2.557,0	15.361,2	126.985,7	5.930,1
2006	7.755,3	2.543,8	16.095,8	143.855,7	5.647,1
2007	7.861,7	2.611,2	15.943,2	146.395,7	6.059,9
2008	7.731,8	2.510,3	15.844,3	153.722,5	6.152,2
2009	7.668,1	2.629,3	16.442,6	166.316,3	6.240,1
2010	(R) 7.893,9	(R) 2.665,3	(R) 16.644,6	(R) 189.469,5	(R) 6.681,9
2011	7.652,8	2.530,7	16.205,0	180.666,5	6.466,2
2012	7.380,9	2.394,7	15.469,4	189.707,0	8.077,0
2013	Pro 7.265,7	Pro 2.289,2	Pro 14.984,2	Pro 249.006,3	Pro 8.526,7

Fontes/Entidades: DGEG/MAOTE, PORDATA
 Última actualização: 2015-06-26

Segundo dados da DGEG (tabela 4), o consumo médio de eletricidade das famílias portuguesas é de 2500kWh/ano (cerca de 7kWh/dia). Considerando uma residência em que tenha tarifa bi-horária, nas horas de fora de vazio esta corresponde a €0,1853/kWh + IVA. De recordar que o período horário desta tarifa vai das 8h até às 22h no ciclo diário e das 7h até às 24h no ciclo semanal. Ou seja o período de maior consumo que normalmente é no início da manhã e no final do dia, com o regresso a casa. Considerando que, havendo um sistema de autoconsumo com um LCOE estimado em €0,04/kWh que durante o dia alimenta diretamente as cargas ativas nesse período e armazena o excedente nas baterias de Li-íon se estas fornecerem em ciclo diário cerca de 6kWh, corresponderá a cerca de 85% das necessidades energéticas desta residência, pelo que poderemos efetuar os seguintes cálculos.

$$\text{Tempo de retorno} = \frac{\text{Custo das baterias}}{(\text{tarifa fora do vazão} - \text{LCOE}) * \text{Energia anual fornecida pela bateria}}$$

$$\frac{2650 * 1.23}{((0,1853 * 1.23) - 0,04) * 6 * 365} = 7,92 \text{ anos} \quad (\text{Equação 12})$$

Ou seja o tempo de retorno do investimento pela aquisição do sistema “Powerwall” seria de 8 anos, ainda dentro do tempo de garantia dada pelo fabricante do equipamento.

Em qualquer caso, o retorno do investimento feito neste sistema é mais rápido, o que torna esta solução muito mais interessante para o consumidor doméstico de energia elétrica em Portugal.

7 Projeto de Autoconsumo fotovoltaico de 14kWp

Em Junho deste ano foi instalado um sistema de autoconsumo fotovoltaico de 14kWp, na Herdade da Carias em Montemor-o-Novo. Este cliente tem atualmente um contrato com a EDP Comercial com uma potência contratada de 20,7kVA.

Tive a oportunidade de visitar esta Herdade em Dezembro de 2014 e em Maio de 2015, para avaliar as condições técnicas do local.



Figura 71: Reconhecimento do local onde se projetou a instalação do gerador fotovoltaico. Foto, 6 de Maio de 2015.

Fonte: Própria



Figura 72: Reconhecimento da sala do quadro elétrico e para onde se projetou a colocação do inversor e respetivos quadro de proteções AC. Foto, 6 de Maio de 2015.

Fonte: Própria

Após a 1ª visita ao local, fiz uma análise às faturas elétricas desta Herdade referentes aos últimos 12 meses que praticamente correspondeu aos consumos ocorridos durante o ano de 2014. Como este cliente é servido em BTN e o contador não estava equipado com *modem*, para transmitir os dados da contagem, tive que fazer a desagregação das faturas.

DETALHE

e:nergi

Eletricidade

Tipo de consumo	Data	Cálculo	Valor	IVA
Consumo super-económico estimado	12 jul 14 a 11 ago 14	794 kWh x € 0,0845	€ 67,09	23%
Desconto Consumo super-económico	12 jul 14 a 11 ago 14	4 % x € 67,09	€ -2,68	23%
Consumo económico estimado	12 jul 14 a 11 ago 14	1087 kWh x € 0,1477	€ 160,55	23%
Desconto Consumo económico	12 jul 14 a 11 ago 14	4 % x € 160,55	€ -6,42	23%
Consumo normal estimado	12 jul 14 a 11 ago 14	461 kWh x € 0,2938	€ 135,44	23%
Desconto Consumo normal	12 jul 14 a 11 ago 14	4 % x € 135,44	€ -5,42	23%
Potência Contratada (34,5 kVA)	12 jul 14 a 11 ago 14	31 dias x € 1,8038	€ 55,92	23%
Desconto Potência	12 jul 14 a 11 ago 14	4 % x € 55,92	€ -2,24	23%
Taxa exploração DGGE (DL-4/93)	12 jul 14 a 11 ago 14	1 x € 0,07	€ 0,07	23%
Imp Especial Cons Eletricidade	12 jul 14 a 11 ago 14	2342 kWh x € 0,001	€ 2,34	23%
			€ 404,65	
			CO2 292,47 Kg	

HERD CARIAS S PEDRO GAFANHOEIRA 7040 SAO PEDRO GAFANHOEIRA

Zona de Qualidade de Serviço - C | O total da fatura inclui o valor € 204,82, sem IVA, correspondente às tarifas de acesso às redes, onde se inclui o valor de custos de interesse económico geral (CIEG) no valor de € 79,88.

Contador 1630306018279

data	vazio	ponta	cheias
2014/07/11 (E)	20374	10794	25325
2014/08/11 (E)	21168	11255	26412
Total de consumos kWh	794	461	1087

(R) - Real (E) - Estimada

Fontes de Energia

Gás Natural - 2,00%

Nuclear - 2,00%

Outras fontes não renováveis - 2,00%

Carvão - 6,60%

Outras fontes renováveis - 10,00%

Cogeração Fossil - 11,80%

Hídrica - 12,60%

Eólica - 53,00%

A informação apresentada corresponde ao mix médio de fontes de energia do ano 2013

Leituras Eletricidade

Contador: 1630306018279

Última Leitura Real: 12 de junho de 2014

Super-Económico 19641 kWh

Normal 10368 kWh

Económico 24320 kWh

Para esta fatura foi estimado que a sua leitura é:

21168 kWh Super-Económico

11255 kWh Normal

26412 kWh Económico

Leituras 808 53 53 53

atendimento automático 24h todos os dias

edponline.edp.pt

Código Único de Ponta de Entrega (CPE):

PT 0002 000 003 315 942 HN

IVA

Total IVA (23%)

Cálculo

23% x € 404,65

Valor

€ 93,07

€ 93,07

Figura 73: Detalhe da fatura com os consumos verificados nos três períodos (Tarifa Tri-horária, ciclo diário).

Fonte: Própria

Sagim													
PT0002000003315942HN													
Tarifa Tri-horária em ciclo diário													
	Ciclo diário Verão							Ciclo diário Inverno					
	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro	Março	
Ponta	697	553	738	728	661	631	700	655	896	729	926	995	
Cheias	1893	1292	1595	1673	1787	1213	1489	1667	2086	1685	1953	2399	
Vazio	1086	977	913	812	827	685	878	914	1164	873	1151	1527	
Total (kW)	3676	2822	3246	3213	3275	2529	3067	3236	4146	3287	4030	4921	
Potência média Pontas (kW)	5,81	4,46	6,15	5,87	5,33	5,26	5,65	5,46	7,23	5,88	8,27	8,02	
Potência média Cheias (kW)	6,31	4,17	5,32	5,40	5,76	4,04	4,80	5,56	6,73	5,44	6,98	7,74	
Potência média Vazio (kW)	3,62	3,15	3,04	2,62	2,67	2,28	2,83	3,05	3,75	2,82	4,11	4,93	
2ª a Dom	Nº de horas de pontas	4						4					
	Nº de horas de cheias	10						10					
	Nº de horas de vazio	10						10					

Figura 74: Folha do Excel onde é feita a desagregação dos consumos. Fonte: Própria

		Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro			Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro	Março
		Ciclo semanal de Verão									Ciclo semanal de Inverno				
Zona de Produção	Horas	Potência	Potência	Potência	Potência	Potência	Potência	Potência	Zona de produção	Horas	Potência	Potência	Potência	Potência	Potência
	0	3,62	3,15	3,04	2,62	2,67	2,28	2,83		0	3,05	3,75	2,82	4,11	4,93
	1	3,62	3,15	3,04	2,62	2,67	2,28	2,83		1	3,05	3,75	2,82	4,11	4,93
	2	3,62	3,15	3,04	2,62	2,67	2,28	2,83		2	3,05	3,75	2,82	4,11	4,93
	3	3,62	3,15	3,04	2,62	2,67	2,28	2,83		3	3,05	3,75	2,82	4,11	4,93
	4	3,62	3,15	3,04	2,62	2,67	2,28	2,83		4	3,05	3,75	2,82	4,11	4,93
	5	3,62	3,15	3,04	2,62	2,67	2,28	2,83		5	3,05	3,75	2,82	4,11	4,93
	6	3,62	3,15	3,04	2,62	2,67	2,28	2,83		6	3,05	3,75	2,82	4,11	4,93
	7	3,62	3,15	3,04	2,62	2,67	2,28	2,83		7	3,05	3,75	2,82	4,11	4,93
	8	6,31	4,17	5,32	5,40	5,76	4,04	4,80		8	5,56	6,73	5,44	6,98	7,74
	9	6,31	4,17	5,32	5,40	5,76	4,04	4,80		9	5,46	7,23	5,88	8,27	8,02
	10h30	5,81	4,46	6,15	5,87	5,33	5,26	5,65		10h30	5,46	7,23	5,88	8,27	8,02
	11	5,81	4,46	6,15	5,87	5,33	5,26	5,65		11	5,56	6,73	5,44	6,98	7,74
	12	5,81	4,46	6,15	5,87	5,33	5,26	5,65		12	5,56	6,73	5,44	6,98	7,74
	13	6,31	4,17	5,32	5,40	5,76	4,04	4,80		13	5,56	6,73	5,44	6,98	7,74
	14	6,31	4,17	5,32	5,40	5,76	4,04	4,80		14	5,56	6,73	5,44	6,98	7,74
	15	6,31	4,17	5,32	5,40	5,76	4,04	4,80		15	5,56	6,73	5,44	6,98	7,74
	16	6,31	4,17	5,32	5,40	5,76	4,04	4,80		16	5,56	6,73	5,44	6,98	7,74
	17	6,31	4,17	5,32	5,40	5,76	4,04	4,80		17	5,56	6,73	5,44	6,98	7,74
	18	6,31	4,17	5,32	5,40	5,76	4,04	4,80		18	5,46	7,23	5,88	8,27	8,02
	19	6,31	4,17	5,32	5,40	5,76	4,04	4,80		19	5,46	7,23	5,88	8,27	8,02
	20	5,81	4,46	6,15	5,87	5,33	5,26	5,65		20	5,56	6,73	5,44	6,98	7,74
	21	6,31	4,17	5,32	5,40	5,76	4,04	4,80		21	5,56	6,73	5,44	6,98	7,74
	22	3,62	3,15	3,04	2,62	2,67	2,28	2,83		22	3,05	3,75	2,82	4,11	4,93
	23	3,62	3,15	3,04	2,62	2,67	2,28	2,83		23	3,05	3,75	2,82	4,11	4,93
Consumo total		3676	2822	3246	3213	3275	2529	3067	Consumo total:		3236	4146	3287	4030	4921

Figura 75: Distribuição das potências médias pelos vários períodos tarifários. Fonte: Própria

Uma vez executada a desagregação dos consumos, os resultados são ordenados numa única coluna com 8760 linhas, como já descrito e são introduzidos no *software* “PVsyst”. Neste ponto é feito o dimensionamento do gerador fotovoltaico bem como a escolha do inversor, e respetivas canalizações elétricas.

Neste projeto e após vários estudos com diversas potências nominais de inversores de 8, 10 e 15kW (respectivamente, anexos F, G e H), optei por colocar 57 módulos REC245PE de 245W, divididos em 3 *strings* de 19 módulos cada, ligados a um inversor Fronius® Symo de 12,5kW. Estes módulos foram colocados numa estrutura de betão no solo com uma inclinação de 34° (figura 78, pág. 103). Feita a simulação do desempenho do sistema, as 4 variáveis que obtenho (descritas no subcapítulo anterior), são:

- Necessidades energéticas anuais (E_{Load})
- Produção de energia do sistema fotovoltaico (E_{Array})
- Quantidade de energia fornecida em autoconsumo (E_{User})
- Quantidade de energia injetada na RESP (E_{Grid})

Nesta fase do projeto, para além de obter o ficheiro em CSV (figura 76), com os dados acima descritos para os introduzir no livro de Excel “CK Prosumer”, tenho igualmente o relatório gerado por este *software* (anexo A). Este relatório é de uma grande utilidade, pois

é no seu estudo e análise que normalmente verifico o desempenho do sistema. Para além dos dados acima referidos é importante analisar:

- A fração Solar
- A Produção específica

A fração solar corresponde à energia que o sistema produz e que é consumida em autoconsumo com recurso ao fotovoltaico, que no presente caso é de 37,8% (Relatório da figura 77), a que corresponde cerca de 15,6 MWh dos 41,4 MWh que são as necessidades anuais de energia.

PVSYST v6.12				
	File	File date	Description	
Project	Montemor-o-Novo_	16/12/14 10h46	Grid-Connected Project at	
Geographical Site		16/12/14 17h01	Montemor-o-Portugal	
Meteo data	PT_Montemor-o-No	16/12/14 17h01	Montemor-o-Meteonorm	
Simulation varian	Montemor-o-Novo_	16/12/14 17h01	New simulation variant	
Simulation:	Hourly values	from 01/01/90	to 31/12/90	
Simulation run	16-12-2014 17:02			
date	E Load	E User	EOutInv	E_Grid
	W	W	W	W
01-01-1990 00:00	3143	0	0	0
01-01-1990 01:00	3143	0	0	0
01-01-1990 02:00	3143	0	0	0
01-01-1990 03:00	3143	0	0	0
01-01-1990 04:00	3143	0	0	0
01-01-1990 05:00	3143	0	0	0
01-01-1990 06:00	3143	0	0	0
01-01-1990 07:00	5030	0	0	0
01-01-1990 08:00	5030	1948	1954	0
01-01-1990 09:00	4663	4663	5684	968
01-01-1990 10:00	4663	4663	7649	2891
01-01-1990 11:00	5030	5030	9062	3900
01-01-1990 12:00	5030	5030	8123	2986
01-01-1990 13:00	5030	5030	9138	3973
01-01-1990 14:00	5030	5030	7212	2098
01-01-1990 15:00	5030	5030	5477	399
01-01-1990 16:00	5030	3047	3062	0
01-01-1990 17:00	5030	0	0	0
01-01-1990 18:00	4663	0	0	0
01-01-1990 19:00	4663	0	0	0
01-01-1990 20:00	5030	0	0	0
01-01-1990 21:00	5030	0	0	0
01-01-1990 22:00	5030	0	0	0
01-01-1990 23:00	5030	0	0	0

Figura 76: Ficheiro em CSV com os dados exportados do PVsyst que serão importados para o livro “CK Prosumer”. Fonte: Própria

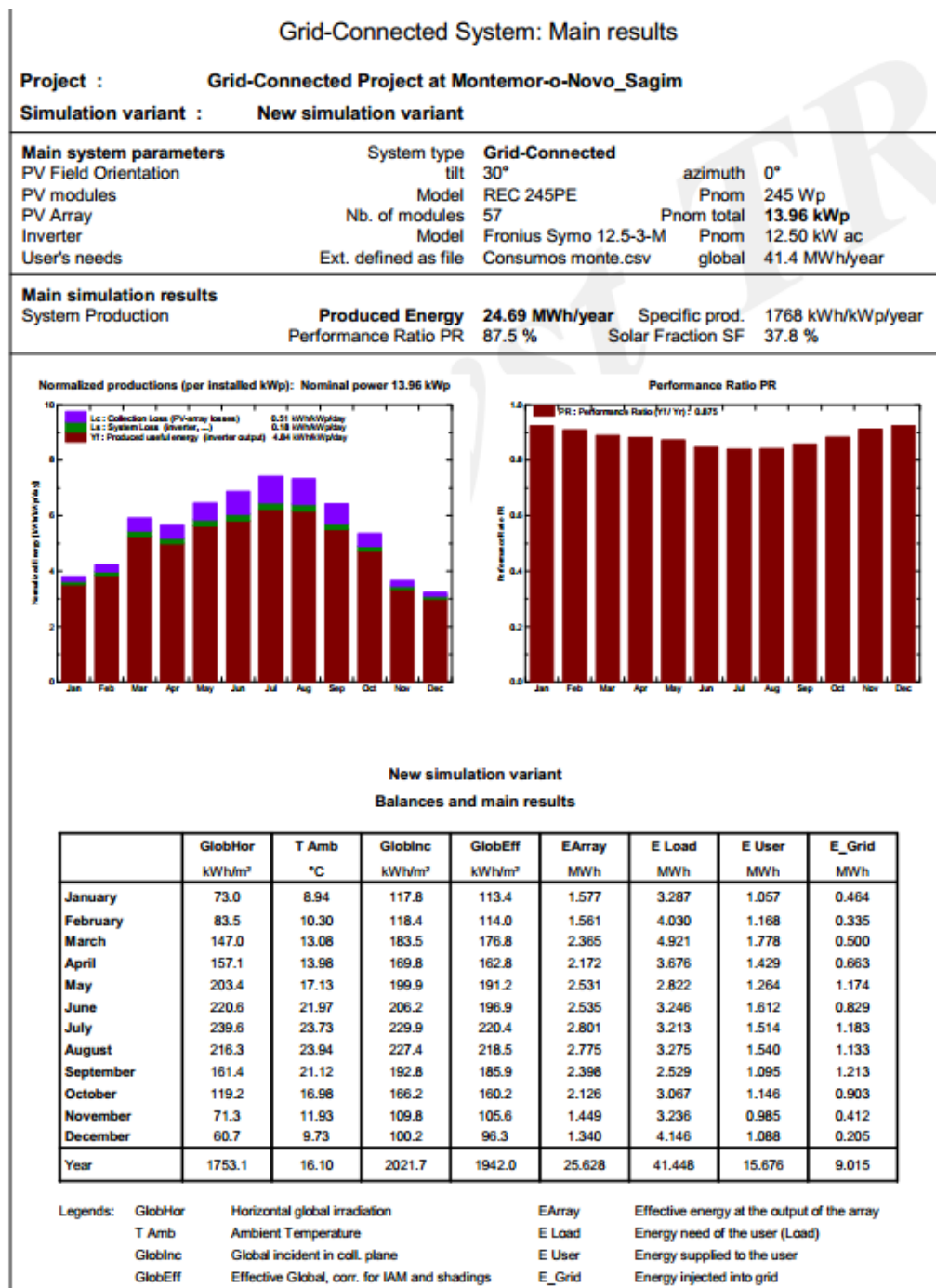


Figura 77: Página 2 do relatório técnico (anexo A), que o PVsyst produziu. Fonte: Própria

A produção específica deste projeto é de 1768 kWh/kWp/ano, ou seja por cada 1kWp de potência instalada é produzido anualmente 1768 kWh de energia. Outro dado que o relatório nos fornece é que Montemor-o-Novo apresenta uma irradiação global cerca de 1753 kWh/m²/ano, podemos comparar este valor com o do mapa da figura 5 deste relatório e verificamos que os dados são consistentes. Mas, vamos a contas...

Cada módulo de 250W tem cerca de $1,65m^2$ de área. Ou seja para obtermos 1kW de potência necessitamos de 4 módulos:

$$4 * 1,65 = 6,6m^2 \quad (\text{Equação 13})$$

Estes $6,6m^2$ sob a irradiação global em Montemor-o-Novo produzem:

$$6,6 * 1753 = 11570 \text{ kWh.ano} \quad (\text{Equação 14})$$

Tendo em conta o rendimento médio dos módulos (15,3%) obtemos:

$$11570 * 15,3\% = 1770 \text{ kWh.ano} \quad (\text{Equação 15})$$

Podemos verificar que este valor é muito próximo da produção específica deste sistema.

Ao efetuar várias simulações com diferentes potências (anexos A, F, G e H), verifica-se o desempenho de cada uma das soluções e, aliado à área disponível para a instalação do gerador fotovoltaico, permite decidir qual a melhor solução a implementar.

Para determinar se a área que tenho disponível para colocar o gerador PV é suficiente para a potência que inicialmente foi idealizada, usei o *software* “Google SketchUp3D” para fazer o modelo 3D da instalação. Ao fazê-lo posso verificar se tenho obstáculos e sombreamentos que irão afetar o gerador PV e se os houver, posso mover o gerador PV pela área disponível de forma a evitá-los.

Neste projeto a instalação do gerador PV foi no solo o que facilita a movimentação do mesmo pela área. O mesmo já muitas vezes não sucede quando temos que instalar o gerador numa cobertura de uma instalação fabril ou num telhado de uma casa, em que muitas vezes estamos condicionados pela a área do telhado e a inclinação do mesmo.

Nas figuras seguintes estão vários planos do modelo 3D que executei, para estudo da área de implementação e verificação dos obstáculos.

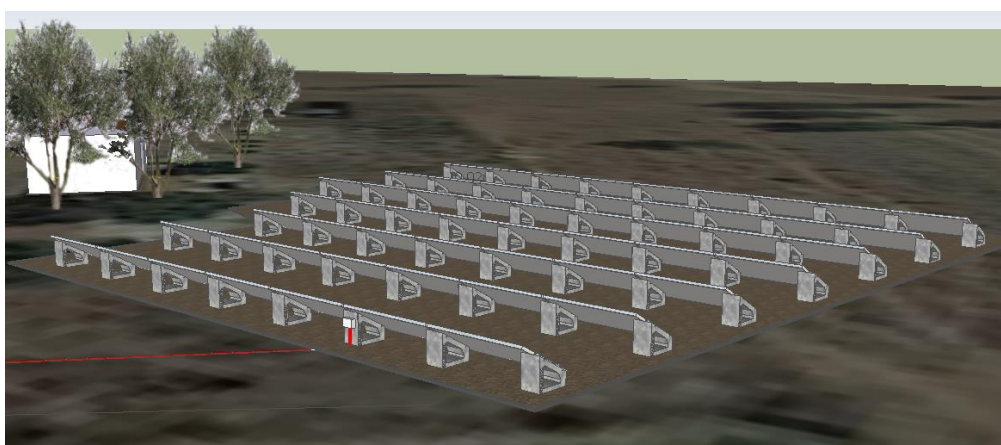


Figura 78: Planos do modelo 3D feito para o gerador fotovoltaico fixo numa estrutura de betão SolarBloc® com 34° de inclinação. Fonte: Própria



Figura 79: Na figura superior, tem-se o modelo 3D feito durante a execução do projeto e em baixo a foto do gerador PV já instalado no terreno previsto. Foto 06 de Agosto de 2015. Fonte: Própria

Como se pode verificar da figura 79, aquando da modelação 3D do local de instalação do gerador PV, existiam 3 árvores de oliveira a Este do gerador. Na análise dos sombreamentos constatei que estas árvores projetavam sombras até meio da manhã sobre parte significativa do gerador, comprometendo o seu desempenho. A solução passou pelo corte das mesmas e assim eliminar esses sombreamentos (figura 71 e 79).

7.1 Estudo económico do projeto

No estudo da viabilidade económica deste projeto foi importante que o sistema projetado proporcionasse uma fração solar relevante e que o investimento inicial tivesse um retorno do capital até ao 6º ano. Como já descrito no capítulo anterior, o estudo da viabilidade é feito com o Excel “CK Prosumer”. Aqui introduzi os dados exportados pelo “PVsyst” e orçamentei todo o projeto.

A viabilidade económica deste projeto, de uma forma simples, mais não é do que verificar em quanto tempo o investimento inicial mais todas as despesas de manutenção e de operação ao longo dos 25 anos de vida previstos do projeto, são cobertas pela poupança que a produção de energia própria proporciona e, adicionado neste caso, a venda do excesso de produção de energia à RESP.

Tabela 9: Dados para o estudo económico do projeto. Fonte: Própria

Potência nominal (kW)	12,5
Taxa de atualização	2,00%
Investimento Inicial	19.207,12 €
Valor de Manutenção Anual	75
Depreciação Anual Produção	0,70%
Taxa do Aumento (ERSE) anual	3,2%

Foi necessário estipular os dados para efetuar o estudo de viabilidade. Esses dados, apresentados na tabela 5 são tidos em conta neste estudo. A depreciação Anual de Produção é o valor médio da queda de produção dos módulos. Os fabricantes dos módulos garantem que ao fim de 25 anos os módulos produzem cerca de 80% da sua potência nominal. Pelo que de ano para ano a produção fotovoltaica do sistema irá diminuir em

Autoconsumo de Energia (kWh)		Poupança mensal		Autoconsumo de Energia (kWh)		Poupança mensal			
Total Autoconsumo (kWh/mês)		Total Autoconsumo (€/mês)		Total Venda à RESP(kWh/mês)		Total Venda à RESP (€/mês)		Janeiro	
0,00		0,00		0,00		0,00		Vazio Normal	
0,00		0,00		0,00		0,00		Super Vazio	
231,88		68,13		89,20		3,90		Ponta	
824,97		121,85		374,92		16,38		Chelas	
-		-		-		-		Outubro	
46,95		3,97		0,00		0,00		Vazio Normal	
46,95		3,97		0,00		0,00		Super Vazio	
241,94		71,08		218,60		10,15		Ponta	
856,79		126,55		684,57		31,78		Chelas	
								Novembro	
8,85		0,75		0,00		0,00		Vazio Normal	
8,85		0,75		0,00		0,00		Super Vazio	
232,38		68,27		91,28		3,46		Ponta	
744,07		109,90		320,86		12,16		Chelas	
								Dezembro	
0,00		0,00		0,00		0,00		Vazio Normal	
0,00		0,00		0,00		0,00		Super Vazio	
259,61		76,27		26,20		1,49		Ponta	
828,09		122,31		178,62		10,13		Chelas	
Total (kWh)		Total (€)		Total (kWh)		Total (€)			
16322,52		2.824,76 €		9015,08		361,07 €		3.185,82 €	
Poupança na Potência de horas de Ponta		- €							

Fonte: Própria

O cálculo da ROI, TIR, LCOE e PRIA (tempo de retorno à taxa atualizada), é efetuado na folha do “*CK Prosumer*” automaticamente, como demonstrado na tabela 10. No caso deste projeto a ROI corresponde ao retorno de 3,20€ por cada euro investido.

Tabela 10: Principais indicadores do estudo de viabilidade económica deste projeto. Fonte: Própria

106

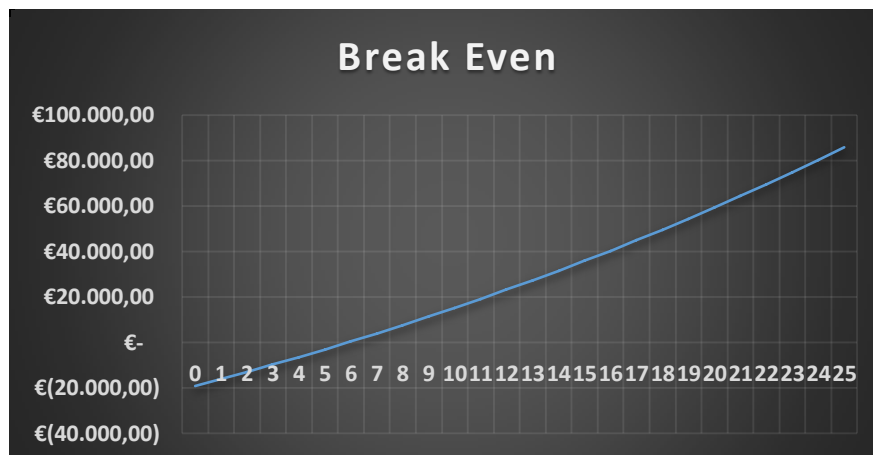


Figura 81: Gráfico com o “BreakEven” deste projeto. Fonte: Própria

Tabela 11: Tabela onde é visível a evolução da produção de energia, bem como a dinâmica dos principais indicadores deste tipo de estudo económico. Fonte: Própria

Ano	Autoconsumo [kWh]	Poupança em Autoconsumo[€]	Venda à rede [€]	Investimento	Cashflow	Cashflow Atualizado	Break Even	Valor Atualizado Líquido	VAL para cálculo da TIR
0				19.207,12 € -	19.207,12 € -	19.207,12 € -	19.207,12 € -	19.207,12 € -	19.207,12 €
1	16322,52	2.824,76 €	361,07 €	75,00 €	3.110,82 €	2.990,03 € -	16.096,30 € -	16.217,09 € -	16.616,89 €
2	16208,27	2.838,74 €	372,62 €	76,50 €	3.134,86 €	2.954,05 € -	12.961,43 € -	13.263,04 € -	14.399,99 €
3	16094,01	2.908,93 €	384,54 €	78,03 €	3.215,44 €	2.970,57 € -	9.745,99 € -	10.292,47 € -	12.468,77 €
4	15979,75	2.980,70 €	396,85 €	79,59 €	3.297,96 €	2.987,07 € -	6.448,03 € -	7.305,40 € -	10.786,48 €
5	15865,49	3.054,09 €	409,55 €	81,18 €	3.382,46 €	3.003,53 € -	3.065,57 € -	4.301,88 € -	9.321,10 €
6	15751,24	3.129,13 €	422,65 €	82,81 €	3.468,97 €	3.019,95 €	403,40 € -	1.281,93 € -	8.044,71 €
7	15636,98	3.205,83 €	436,18 €	84,46 €	3.557,55 €	3.036,33 €	3.960,95 €	1.754,40 € -	6.932,99 €
8	15522,72	3.284,24 €	450,14 €	86,15 €	3.648,23 €	3.052,67 €	7.609,18 €	4.807,08 € -	5.964,73 €
9	15408,46	3.364,39 €	464,54 €	87,87 €	3.741,06 €	3.068,97 €	11.350,24 €	7.876,05 € -	5.121,46 €
10	15294,20	3.446,31 €	479,41 €	89,63 €	3.836,08 €	3.085,22 €	15.186,32 €	10.961,27 € -	4.387,07 €
11	15179,95	3.530,02 €	494,75 €	91,42 €	3.933,34 €	3.101,41 €	19.119,66 €	14.062,68 € -	3.747,54 €
12	15065,69	3.615,56 €	510,58 €	93,25 €	4.032,88 €	3.117,55 €	23.152,54 €	17.180,23 € -	3.190,64 €
13	14951,43	3.702,96 €	526,92 €	95,12 €	4.134,76 €	3.133,63 €	27.287,30 €	20.313,86 € -	2.705,71 €
14	14837,17	3.792,25 €	543,78 €	97,02 €	4.239,01 €	3.149,65 €	31.526,31 €	23.463,51 € -	2.283,47 €
15	14722,92	3.883,47 €	561,18 €	98,96 €	4.345,68 €	3.165,59 €	35.871,99 €	26.629,10 € -	1.915,84 €
16	14608,66	3.976,63 €	579,14 €	100,94 €	4.454,83 €	3.181,47 €	40.326,82 €	29.810,57 € -	1.595,77 €
17	14494,40	4.071,79 €	597,67 €	102,96 €	4.566,50 €	3.197,28 €	44.893,32 €	33.007,85 € -	1.317,11 €
18	14380,14	4.168,96 €	616,79 €	105,02 €	4.680,74 €	3.213,00 €	49.574,06 €	36.220,85 € -	1.074,53 €
19	14265,89	4.268,18 €	636,53 €	107,12 €	4.797,60 €	3.228,65 €	54.371,66 €	39.449,50 € -	863,36 €
20	14151,63	4.369,49 €	656,90 €	109,26 €	4.917,13 €	3.244,20 €	59.288,78 €	42.693,70 € -	679,54 €
21	14037,37	4.472,90 €	677,92 €	111,45 €	5.039,38 €	3.259,67 €	64.328,16 €	45.953,37 € -	519,54 €
22	13923,11	4.578,46 €	699,61 €	113,67 €	5.164,40 €	3.275,04 €	69.492,57 €	49.228,41 € -	380,29 €
23	13808,86	4.686,20 €	722,00 €	115,95 €	5.292,25 €	3.290,31 €	74.784,82 €	52.518,71 € -	259,09 €
24	13694,60	4.796,14 €	745,11 €	118,27 €	5.422,98 €	3.305,48 €	80.207,80 €	55.824,19 € -	153,61 €
25	13580,34	4.908,32 €	768,95 €	120,63 €	5.556,64 €	5.556,64 €	85.764,44 €	61.380,83 €	0,00 €

7.2 Montagem do sistema

Com a aceitação por parte do cliente da solução técnica e do estudo de viabilidade económico apresentado, deu-se início aos trabalhos de instalação do projeto. Estes iniciaram-se com a preparação e nivelamento do terreno, onde seria colocado o gerador fotovoltaico.

Em instalações no solo, habitualmente proponho que no terreno depois de nivelado seja colocado no solo uma tela geotêxtil ou anti germinante coberta com cerca de 6 cm de altura de brita nº2, delimitada por lancil guia, conforme se pode ver na foto da figura seguinte.



Figura 82: Pré preparação do terreno antes da colocação do gerador PV, com tela geotêxtil, brita nº2 e lancil guia no perímetro da instalação. Foto de 06 de Agosto de 2015. Fonte: Própria

Após esta preparação do terreno, são colocadas as estruturas de fixação dos módulos em betão “SolarBloc®” com 34° de inclinação. Outras inclinações disponíveis por esta solução são de 28 e 30°. Tenho optado por esta solução da “SolarBloc®” por ser muito fácil a sua colocação no terreno, exigir menos tempo de montagem, facilidade de fixação dos módulos e baixo custo (cerca de metade do custo duma estrutura em alumínio).

As 3 *strings* de 19 módulos foram distribuídas por um total de 7 fileiras (4 fileiras de 9 módulos mais 3 de 7 módulos). As ligações dos módulos à caixa de junção foi feita por cabo solar de 4mm^2 e desta ao inversor por cabo solar de 6mm^2 . De referir que os cabos solares são de alma em alumínio. Na caixa de junção foram colocados fusíveis de fileira e o descarregador de sobretensões DC. Toda a instalação está ligada à rede de terras de proteção, através de uma linha equipotencial com cabo de 6mm^2 , na ligação entre as estruturas dos módulos até à caixa de junção e por cabo de 16mm^2 desta caixa até à rede de terras de proteção, localizada junto ao quadro elétrico geral.



Figura 83: Caixa de junção e caixa de terras. Foto de 06 de Agosto de 2015.

Fonte: Própria

A distância entre o gerador fotovoltaico e a sala onde está o inversor, bem como os quadros com as proteções AC, contador de produção e o quadro elétrico geral, é de cerca de 35 metros. Foi colocado um tubo anelado de 110 mm enterrado, para passagem dos cabos solares de 6mm^2 bem como o cabo terra de 16mm^2 .

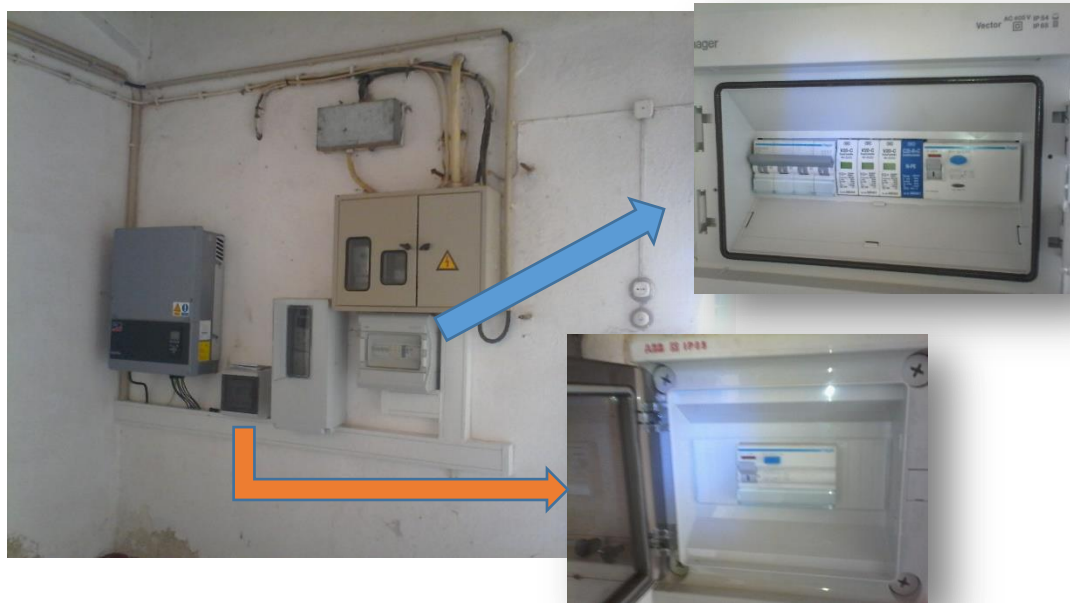


Figura 84: Vista geral do inversor colocado no lado esquerdo da instalação, seguido da caixa de proteção AC, contador de produção e quadro elétrico geral. Foto de 06 de Agosto de 2015.

Fonte: Própria

Na foto tirada à sala onde foi instalado o inversor (figura 84), do lado esquerdo, seguindo-se o quadro com o Interruptor diferencial de 4P 25A 300mA e o contador de produção “ITRON”. Este contador está equipado com *modem* que permite a telecontagem da produção fotovoltaica.

Foi detetada uma falha de segurança no quadro elétrico geral original. Este não disponha de interruptor diferencial para proteção de pessoas. Pelo que se optou por reparar esta falha e colocar um interruptor diferencial 4P 80A de 300mA. Neste quadro foi colocado igualmente um disjuntor para proteção das canalizações e um descarregador de sobretensões AC.

É de recordar que o novo Dec. Lei 153/2014 de 20 de Outubro, regulamentado pela portaria nº14/2015 de 23 de Janeiro, criou o Sistema eletrónico de registo de unidades de produção, (SERUP). É através deste sistema *online* da DGEG que é feito o registo inicial da unidade de produção de autoconsumo (UPAC) à qual é atribuído um número de registo. Esta instalação em particular foi-lhe atribuída o número “UPAC nº 182”.

Após a atribuição deste número de registo, é através desta plataforma que é trocada toda informação entre o promotor da UPAC e a DGEG. Após a aceitação do registo e aprovação

da instalação da UPAC por parte da DGEG, e depois de ter consultado o operador da rede (EDP Distribuição), é que se pode iniciar os trabalhos de instalação. Concluídos os trabalhos é solicitada a inspeção à UPAC. Feita a inspeção e aprovada a instalação é emitido o certificado de exploração, sendo então possível ligar o sistema de autoconsumo à RESP.

Liguei o sistema de autoconsumo em 06 de Agosto. Certifiquei-me que o contador de produção estava a funcionar corretamente comparando-a com a leitura do inversor. E foi possível constatar que, naquele momento, através da comparação dos valores de leitura dos contadores de produção e de consumo, que toda a produção de energia estava a ser “canalizada” para o consumo interno da Herdade.

Tive em meados do mês de Setembro o feedback por parte do cliente (promotor) de que o sistema permitiu reduzir a fatura elétrica para metade do valor. Ou seja, o sistema está a ter o comportamento e o desempenho esperado.

8 Projeto de autoconsumo isolado com armazenamento de energia em banco de baterias e de bombagem solar

Em Março deste ano iniciei este projeto que consistia em dimensionar uma bomba solar, para bombear água de um furo para um sistema de rega gota-a-gota para cerca de 5,2 hectares de vinha em Alter do Chão. Este tipo de rega implicou a instalação de uma “casa da rega” equipada com uma estação de filtragem e uma estação de Fertirrigação.

Para alimentar eletricamente esta casa da rega e visto não existir rede elétrica pública nesta propriedade dimensionei um sistema de autoconsumo isolado de 2,45kWp, com armazenamento de energia num banco de baterias a 24V para uma autonomia de 72 horas.

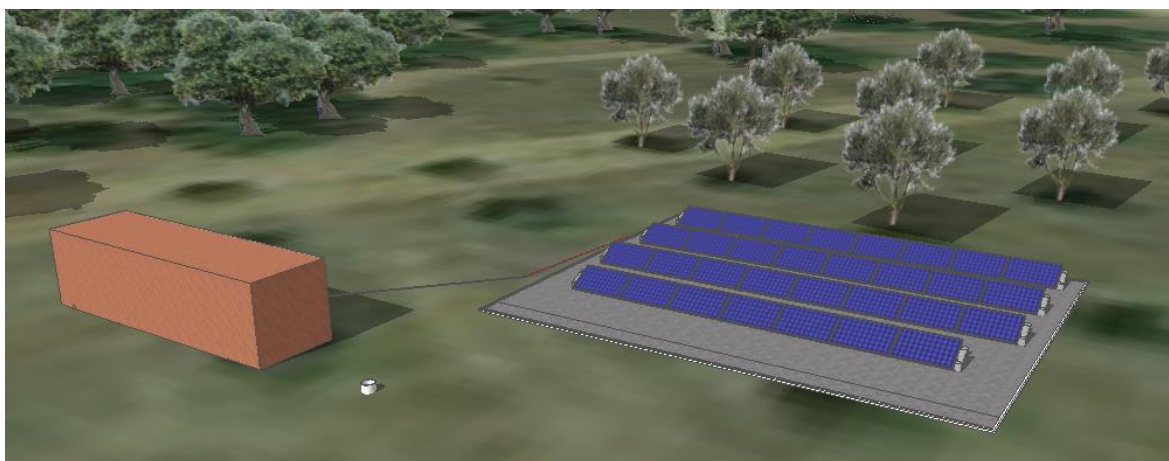


Figura 85: Modelo 3D da instalação fotovoltaica. É visível o furo artesiano junto à casa da rega que é constituída por um contentor marítimo de 50 pés. Fonte: Própria

8.1 Sistema de bombagem solar

No dimensionamento de um sistema de bombagem é muito importante definir logo de início quais são os parâmetros e necessidades de água das plantas a ser regadas com o sistema de rega gota-a-gota. No caso deste projeto elas eram as seguintes:

- Sistema de rega gota-a-gota para uma vinha com várias castas.
- 5,2 Hectares, distribuídos por 10 sectores de rega diária independentes, em que as 10 válvulas se encontrariam localizadas no interior da casa da rega.

- Furo artesiano com um caudal máximo estimado de $12\text{m}^3/\text{h}$
- Bomba a 80m de profundidade no furo, que efetua bombagem direta sem armazenamento.
- Profundidade da água no furo, de 40m.
- Independentemente da pressão, cada gotejador fornece 3,2 litros/hora. Sendo que nos sectores 6 e 7 cada gotejador fornece 2,1 litros/hora.
- São 16900 pés de vinha.
- Caudal de rega: $5\text{m}^3/\text{h}$, tempo de rega por sector, 1h.
- Necessidade diária nos meses de Junho a Agosto: **10h de rega. 50m³/dia**
- Pressão de rega: 3 bar à superfície do furo.
- 5 m de distância do furo à casa de rega.
- Sistema de rega com pressão mínima de 0,5bar e max. 2,8bar, sendo esta pressão controlada por pilotos de pressão em cada um dos sectores.

Utilizei o *software* “Compass” da Lorentz para dimensionar a bomba. A Lorentz é uma marca alemã líder mundial em soluções de bombagem solar DC e AC. A ferramenta que a marca disponibiliza para as empresas suas parceiras para o dimensionamento dos seus equipamentos é como já referi, o “Compass”, que é muito fácil de usar e bastante intuitivo. Os dados necessários para o dimensionamento e que são introduzidos no *software* são:

- Coordenadas do local de instalação.
- Inclinação do gerador fotovoltaico
- Comprimento da cablagem elétrica DC e AC
- Comprimento e tipo das tubagens hidráulicas
- Nível estático da água
- Nível dinâmico da água
- Pressão da água à superfície do furo/poço
- Necessidades de água diárias (m^3/dia)
- Caudal máximo do furo/poço
- Meses de utilização

Depois de introduzir os parâmetros do dimensionamento, o *software* apresenta o resultado desse dimensionamento propondo várias soluções para o nosso “problema” e é elaborado

um relatório técnico com a solução escolhida por nós (figura 90). Neste relatório (anexo B), são apresentados os seguintes resultados:

- Dimensionamento do gerador fotovoltaico (configuração e potência)
- Modelo da bomba (superfície, submersa, de piscina)
- Rendimento diário (m^3/dia) e rendimento horário (m^3/h)
- Acessórios necessários para funcionamento do sistema
- Dimensionamento das tubagens hidráulicas
- Dimensionamento das cablagens elétricas
- Esquema elétrico das ligações do gerador fotovoltaico
- Esquemas das ligações hidráulicas
- Dados técnicos da bomba escolhida



BERNT LORENTZ GmbH & Co. KG

Krögerskoppel 7
D-24558 Henstedt-Ulzburg
www.lorentz.de

Tel.: +49-(0)4193 7548-0
Fax: +49-(0)4193 7548-29
info2014@lorentz.de

terça-feira, 14 de abril de 2015

Critical-Kinteics
Marco Franco

Vale de Seda
Fronteira
Portugal

Tel.: 964319469

marcofranco@connected.pt

Projeto de bombagem solar
Parâmetro

Local:	Portugal, Alter Do Chão (39° Norte; 8° Oeste)	Água, temperatura:	20 °C
Rendimento diário necessário:	53 m³; Dimensionamento para época personalizada	Perda por sujidade:	3,0 %
Tipo de tubagem:	plastic, drawn/pressed, new: 0,007 mm	Nível de água estático:	105 m
		Comprimento da tubulação:	100 m

Produtos	Quantidade	Detalhes
PS4000 C-SJ5-25 -D	1 pç.	Sistema de bombagem submersível com controlador com DataModule, motor e extremidade de bomba
REC 245 PE	27 pç.	6.615 Wp; 9 x 3 módulos; 28 ° inclinado
Cabo do motor	120 m	10 mm² Cabo trifásico
Tubagem	100 m	60 mm (diâmetro interno) Tubagem
Acessórios	1 conjunto	Well Probe, SunSwitch, Surge Protector, PV Disconnect 440-40-6

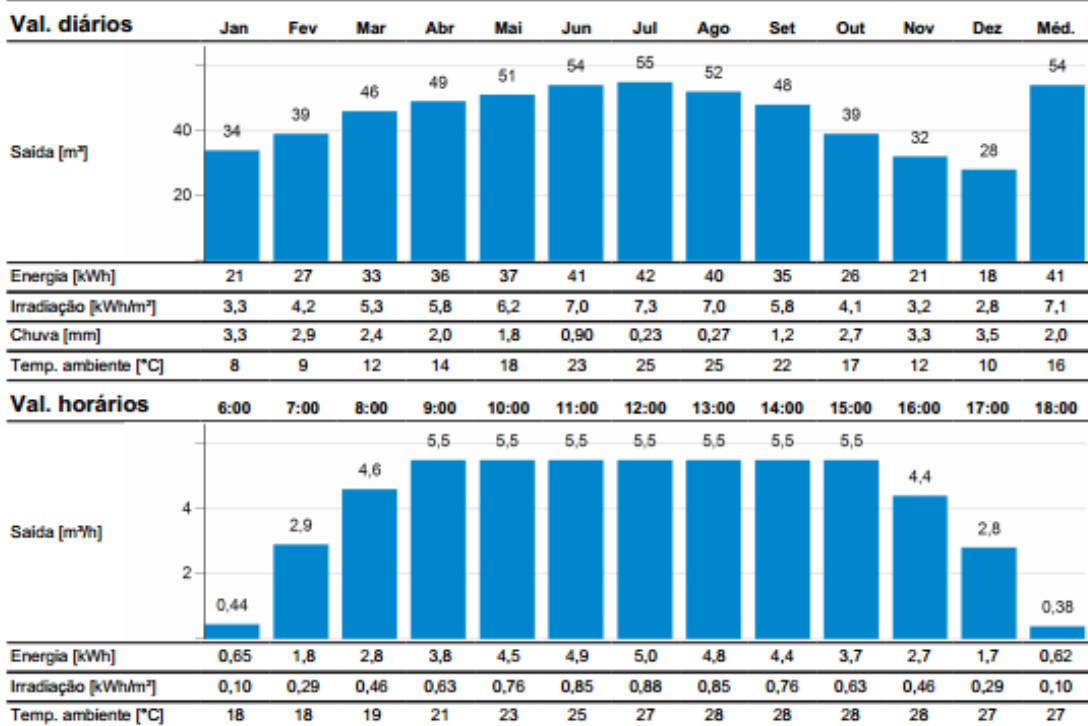
SunSwitch requisitos de definição
min. 15 %
Rendimento diário em época personalizada (Junho, Julho, Agosto)
54 m³


Figura 86: Página principal do relatório do dimensionamento do sistema de bombagem solar.

Fonte: Própria

Ao analisar o relatório podemos constatar que a solução adotada é constituída pelos seguintes equipamentos, obtendo os desempenhos abaixo mencionados:

- Um gerador fotovoltaico constituído por 3 *strings* de 9 módulos REC245 PE de 245W, com 6,6kWp, fixa a uma estrutura de betão “SolarBloc®” com 28° de inclinação.
- Um sistema de bombagem submersível PS4000 C-SJ5-25-D de 4kW.
- Cabo trifásico do tipo FBBN de 10mm².
- Tubagem hidráulica de plástico de 60mm.
- Rendimento diário de 54m³ nos meses de verão.
- Caudal médio de 5,5m³/h.

Comparando os desempenhos obtidos com as necessidades inicialmente estipuladas, podemos verificar, que estas estão asseguradas.

8.2 Bomba DC, um motor de ímanes permanentes

Os sistemas de bombagem Lorentz aproveitam todo o sol disponível variando o seu caudal consoante a irradiância disponível. Ao serem sistemas diretos, em que os painéis alimentam diretamente o controlador e respetiva bomba, não precisam de inversores como os convencionais, logo não temos as perdas do transformador.

Os motores de corrente contínua sem escovas ou motores BLDC, (que equipam as bombas DC da Lorentz), ao contrário do motor DC com escovas, têm geralmente 4 ímanes permanentes no interior do rotor. O estator do motor é composto pelos eletroímanes, geralmente 4 deles, colocados em cruz formando um ângulo de 90° entre si. A maior vantagem dos motores *brushless* é que, devido ao facto de o rotor conter somente os ímanes permanentes, não necessita de alimentação. E assim não é necessária nenhuma ligação para o rotor.

Esta característica dá vantagens sobre os motores de corrente contínua com escovas, dentre as quais se podem destacar a confiabilidade mais elevada, o ruído reduzido, a vida útil mais longa (devido à ausência de desgaste da escova), a eliminação da ionização do comutador, e a redução significativa da interferência eletromagnética (EMI).

Os motores *brushless* são considerados mais eficientes do que os motores de corrente contínua com escovas. Isso significa que para a mesma potência de entrada, os motores BLDC converterão mais energia elétrica em energia mecânica do que um motor de corrente contínua com escovas. Como possuem um rotor mais leve, a sua inércia, comparada com rotores em núcleo de ferro, é menor. Isto melhora as características de aceleração, de travagem e a eficiência energética [12].

A desvantagem principal do motor sem escovas é necessitarem de um circuito integrado mais caro, chamado de controlador eletrónico de velocidade para oferecer o mesmo tipo de controlo variável que os motores com escovas.

Para saber a todo o momento onde está o rotor existem várias maneiras. Desde codificadores rotativos (*rotary encoders*) juntamente com seus controladores sabem exatamente o ângulo em que o rotor está, pode-se igualmente usar um sensor de efeito de *Hall*. O sensor Hall é colocado numa posição adequada, de forma a sentir se à sua frente está o pólo Norte ou o pólo sul. O sensor Hall transmitirá então este sinal para o controlador do motor, este liga ou desliga as bobinas apropriadas que se revelem necessárias para fornecer o binário. Para o controlador realizar essa variação, a bomba funciona com um PWM, uma onda quadrada variável no tempo [12].

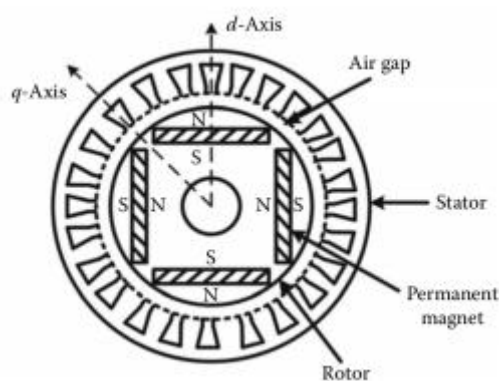


Figura 87: Corte longitudinal de um motor com ímãs permanentes no interior do rotor

Fonte: M. A. Rahman [12]

8.3 Bombagem solar DC versus Bombagem solar AC

Neste momento assiste-se a um aumento do interesse por parte do sector agrícola e pecuário por soluções de bombagem solar, como meio de substituir os velhos geradores a diesel ou diminuir a sua dependência da rede. Estas soluções podem ser de bombagem DC ou AC.

As soluções AC são normalmente apresentadas quando na maioria dos casos já existe do antecedente uma eletrobomba trifásica a corrente alternada instalada num furo artesiano ou no poço. Nestes casos começo por avaliar as necessidades de água que a exploração tem, versus a potência da eletrobomba. Não são raros os casos em que a eletrobomba está muitas vezes sobredimensionada em relação às reais necessidades de água.

No dimensionamento do controlador (na prática é um variador de frequência), e do gerador fotovoltaico, é importante conhecer a potência, a tensão de funcionamento (230 ou 400V), a curva de funcionamento da eletrobomba instalada, a localização, a quantidade de água que é necessário bombear e em quanto tempo.

Os módulos solares captam a energia irradiada pelo Sol e converte-a numa tensão DC que é aplicada à entrada do controlador. Este gera uma tensão trifásica AC de 230 ou 400V (dependendo da tensão do motor) que será aplicada à bomba elétrica. A tensão gerada pelos módulos solares depende da quantidade de radiação recebida, que por sua vez depende da época do ano, o estado da atmosfera, etc. O controlador mede esta tensão e ajusta a velocidade da eletrobomba para esta se adequar à potência entregue pelos módulos solares, obtendo assim o máximo aproveitamento da radiação disponível.

Isto é conseguido pela seleção de um controlo de tensão / frequência de par quadrática, que aumenta o tempo de funcionamento da bomba durante todo dia, aumentando desse modo a produção diária do sistema. Para baixas potências de entrada (o que corresponde a baixos níveis de radiação solar) a frequência de saída é reduzida, este par (tensão/frequência) da bomba diminui o que permite a rotação do motor e consequentemente, o bombeamento de água. A vantagem deste tipo de instalação é que, com pouca radiação solar (por exemplo, ao amanhecer ou pôr do sol) o sistema é capaz de fazer funcionar a eletrobomba a uma taxa proporcional a essas condições de irradiação [13].

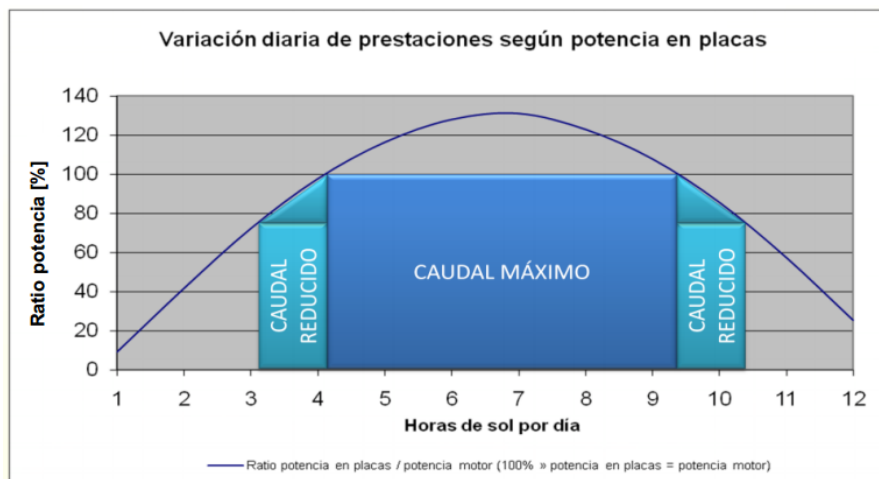


Figura 88: Gráfico com rendimento máximo de uma eletrobomba conseguido num dia com Sol.

Fonte: Bombas Caprari, SA

Este tipo de dimensionamento, de sistema de bombagem solar AC, levanta alguns desafios e problemas. Como já mencionei, um dos problemas que encontro muitas vezes é que as eletrobombas estão sobredimensionadas (elevada potência nominal), o que leva que consigam num curto período de tempo fornecer com um caudal elevado a quantidade de água necessária para o dia. Ora esta elevada potência num curto espaço de tempo é oposta à estratégia que normalmente é aplicada quando é dimensionado um sistema de bombagem solar, em que aqui é preferível usar menos potência e um caudal mais reduzido, mas durante mais tempo, aproveitando o máximo das horas de sol do dia. Especialmente quando a função destas eletrobombas é bombear água para um depósito de armazenamento, em que não é importante ou indispensável fazê-lo num curto espaço de tempo.

Nos casos da rega direta (a água não passa por nenhum depósito) é necessário determinar o caudal bem como o tempo de rega. Pois também aqui é preferível sempre que possível regar com um caudal mais baixo, mas durante mais tempo.

A razão desta estratégia é, que nos sistemas de bombagem, a potência paga-se e, quando a eletrobomba é mais potente o gerador fotovoltaico terá que acompanhar essa potência, o que torna o investimento mais elevado.

Geralmente podemos pensar que, nos sistemas de bombagem solar AC, em que já existe a eletrobomba, o investimento é mais reduzido. Contudo por vezes não se verifica esse caso. Especialmente quando a potência nominal da eletrobomba é elevada. O controlador, que na sua essência é um variador de frequência, consegue colocar a funcionar num regime mais baixo uma eletrobomba a partir dos 35Hz. Mas tem sempre que respeitar os valores de tensão desta eletrobomba pois a sua potência nominal é fixa.

Para se conseguir o rendimento máximo da eletrobomba a tensão gerada pelos módulos solares terá que ser no mínimo de $\sqrt{2} \times \text{tensão do motor}$. Assim para conseguir esta tensão é necessário ligar em série o seguinte número de módulos:

Por exemplo, usando módulos REC245PE de 245W com um Voc de 37,1 V, para alimentar um motor trifásico a 400V:

$$n^{\circ} \text{ de módulos} = \frac{\sqrt{2} \times 400}{37,1} = 15,24 \cong 16 \text{ módulos} \quad (\text{Equação 16})$$

Sendo que para se conseguir potência suficiente para alimentar essas eletrobombas terá que colocar cada uma destas strings de 16 módulos em paralelo de forma a obter a potência desejada para cada um dos casos.

Tive um caso prático em que numa exploração agrícola existia uma eletrobomba de 15Hp (11 kW), que tinha como função principal bombear cerca de 2000 m^3 /ano de água de uma barragem para uma charca distanciada cerca de 500m. Esta eletrobomba funcionava relativamente poucas horas por semana, devido à sua grande potência e elevado caudal que proporcionava. O dono desta exploração solicitou-me que dimensionasse um sistema fotovoltaico de forma a alimentar esta eletrobomba unicamente com o recurso ao Sol. Ao dimensionar o gerador fotovoltaico e ao escolher o controlador com as características necessárias, era necessário utilizar 60 módulos com uma configuração de 4 *strings* com 15 módulos de 250W para alimentar um controlador da marca “Dape” modelo CBS1100 01 de 11kW, figura 89.

Os 2000 m^3 /ano correspondem a cerca de 5,5 m^3 /dia. Perante isto, verifiquei que o sistema estava muito sobredimensionado para unicamente bombear cerca de 7 m^3 /dia em 285 dias,

(considerou-se que 80 dias por ano a bomba não iria funcionar, por motivo de condições atmosféricas adversas).

CONTROLADOR PARA BOMBA SOLAR 5.5KW-15.0KW

CBS 550 01 | CBS 750 01 | CBS 1100 01 | CBS 1500 01

A energia que vem do sol

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

- Controlador híbrido para sistemas de bombagem solar
- Funciona com eletrobombas entre 5.5kW e 15.0kW
- Trabalha com painéis fotovoltaicos e geradores/rede elétrica
- Possibilidade de alimentação em simultâneo da rede e gerador
- Alta eficiência de conversão, baixo ruído, longa durabilidade
- Tecnologia MPPT avançada - eficiência >99.9%
- Detetor de funcionamento a seco - proteção do motor
- Sistema robusto de proteção infalível
- Novo design - caixa 100% hermética
- Fácil instalação, manuseamento e manutenção

		CBS 550 01	CBS 750 01	CBS 1100 01	CBS 1500 01
Item Tipo		5.5 kW	7.5 kW	11.0 kW	15.0 kW
ENTRADA CC	Tensão máx. CC (Voc)	790 V	790 V	790 V	790 V
	Tensão recomendada MPPT (vmp)	500-700 V	500-700 V	500-700 V	500-700 V
	Potência recomendada FV.	9,00 kW	12,00 kW	18,00 kW	24,00 kW
	Eficiência máx. MPPT	99%	99%	99%	99%
	Número de strings	2	3	4	6
ENTRADA CA					
	Tensão nominal	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico
	Intervalo frequência	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz	50~60 Hz
SAÍDA CA	Potência máx. motor	5,50 kW	7,50 kW	11,0 kW	15,0 kW
	Tensão nominal	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico	400~ V, trifásico
	Intervalo frequência	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz	0~50/60 Hz
	Corrente nominal	23,0 A	31,0 A	34,0 A	38,0 A
SISTEMA	Eficiência máx.	97%	97%	97%	97%
	Classe de proteção	I	I	I	I
	IP de proteção	IP54	IP54	IP54	IP54
	Temperatura ambiente	(-)25°C to (+)65°C	(-)25°C to (+)65°C	(-)25°C to (+)65°C	(-)25°C to (+)65°C
	Arrefecimento	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada	Refrigeração forçada
	Ecrã	LCD	LCD	LCD	LCD
PESO E DIMENSÕES	Dimensões (CxLxA)	673x400x247 (mm)	673x400x247 (mm)	673x400x247 (mm)	673x400x247 (mm)
	Peso	24,2 Kg	24,8 Kg	26,6 Kg	26,7 Kg
	Dimensões embalagem (CxLxA)	780x400x400 (mm)	780x400x400 (mm)	780x400x400 (mm)	780x400x400 (mm)

Figura 89: Dados técnicos de controladores para várias potências das eletrobombas.

Fonte: Dape

Dimensionei então um sistema de bombagem solar DC. Os parâmetros são os mesmos, contudo o resultado é diferente como se pode verificar no relatório na figura seguinte. Este sistema ao funcionar com um caudal mais pequeno e aproveitando todas as horas de sol, permite que a potência da eletrobomba seja de 1,8kW e o gerador fotovoltaico seja constituído por 2 *strings* de 4 módulos, no total de 8 módulos (anexo C).



quinta-feira, 25 de junho de 2015

ACRO-CK
Calçada Dr. João Rodrigues dos
Reis,7
Torres Novas
www.agro-ck.pt

Engº Carlos Pereira
Tel.: 919895848
Fax:
cpereira@critical-kinetics.pt

João Vieira
Chicharo
Torres Novas
Portugal

Tel.: 917572627
alveirao@perfil.com.pt

Projeto de bombagem solar**Parâmetro**

Local:	Portugal, Torres Novas (39° Norte; 9° Oeste)	Água, temperatura:	20 °C
Rendimento diário necessário:	7,0 m³; Dimensionamento para média mês	Perda por sujidade:	3,0 %
Tipo de tubagem:	plastic, drawn/pressed, new: 0,007 mm	Nível de água estático:	160 m
		Comprimento da tubulação:	600 m

Produtos**Quantidade de Detalhes**

PS1800 HR-05HL-2 -D	1 pç.	Sistema de bombagem submersível com controlador com DataModule, motor e extremidade de bomba
REC 245 PE	8 pç.	1.960 Wp; 4 x 2 módulos; 30 ° inclinado
Cabo do motor	120 m	6 mm² Cabo trifásico
Tubagem	600 m	25 mm (diâmetro interno) Tubagem
Acessórios	1 conjunto	Well Probe, Surge Protector, PV Disconnect 440-40-6

Rendimento diário em média mês**7,9 m³**

Figura 90: Relatório técnico do dimensionamento do sistema de bombagem solar DC. Fonte: Própria

Na minha opinião e comparados os sistemas de bombagem, AC e DC. Os primeiros só são competitivos quando as eletrobombas já instaladas são de pequena potência ou estejam corretamente dimensionadas para o caudal e tempo de uso. Porque apesar de ser possível com o variador de frequência colocá-las em funcionamento a partir dos 35Hz, temos sempre que lhe fornecer potência suficiente para que possam funcionar no seu regime normal (50Hz), o que reduz o tempo de funcionamento das mesmas. Em geral estas eletrobombas alimentadas por sistema solar funcionam menos horas ao dia que as suas congéneres DC. Em termos práticos, do que já observei, o sistema de bombagem AC

funcionam até 7 horas/dia, enquanto os sistemas DC podem ir até às 11h, como é o caso deste sistema instalado em Alter do Chão.

8.4 Sistema de autoconsumo isolado

Por decisão do promotor deste projeto agrícola, a exploração não seria ligada à RESP. A opção passou por dimensionar um sistema isolado de autoconsumo. O sistema de bombagem dimensionado já era alimentado por um gerador fotovoltaico constituído por 3 *strings* de 9 módulos. Restava então, dimensionar um gerador fotovoltaico e o respetivo banco de baterias para obter uma autonomia de 72h de energia para a casa da rega com as seguintes potências instaladas e tempo de funcionamento previsto:

- Eletrobomba misturadora de 1100 W (15min. por cada hora de funcionamento do sistema de rega no programa de fertirrigação, no total de 2h/dia)
- Controlador de rega Agronic 2518 de 12,5 W (10h/dia)
- Iluminação constituída por 4 lâmpadas LED de 4W (2h/dia)
- Sistema de alarme de 30W (24h/dia)
- Iluminação externa constituída por 4 projetores LED de 50W com sensor de presença (2h/dia)

8.5 Banco de baterias

No dimensionamento do banco de baterias é essencial ter em conta os consumos previstos, conhecer as potências a instalar, autonomia e definir qual a profundidade de descarga máxima das baterias e respetiva tensão destas.

- Tensão de funcionamento das baterias, 24V
- Profundidade de descarga (DOD), 40%, em que: $SOC=1-DOD$.
- Rendimento do inversor $\pm 93,6\%$

Cálculo da energia necessária para uma autonomia de 72h (3dias):

$$(1100*1)+(12,5*10)+(4*4*2)+(30*24)+(50*4*2) = 2381Wh * 3d = 7143Wh$$

(Equação 17)

Cálculo da capacidade das baterias:

$$\frac{7143 \text{ Wh}}{24\text{V} * 0,40 * 0,936} = 795 \text{ Ah} \quad (\text{Equação 18})$$

Ou seja seria necessário ter um banco de baterias a 24V com baterias com C/72 de 795Ah. No cálculo da capacidade das baterias considera-se um sobredimensionamento de modo a ter em conta possíveis aumentos de consumo na instalação.

Nesta fase do dimensionamento tive que decidir qual o modelo de sistema isolado a adotar. Poder-se-ia dimensionar pelo modelo tradicional, com o gerador fotovoltaico a carregar o banco de baterias através de um regulador de carga e igualmente deste sairia a corrente DC para o inversor para alimentar as cargas AC. Neste caso a capacidade das baterias seria a do cálculo da equação 18, pois toda a produção fotovoltaica passaria pelas baterias.

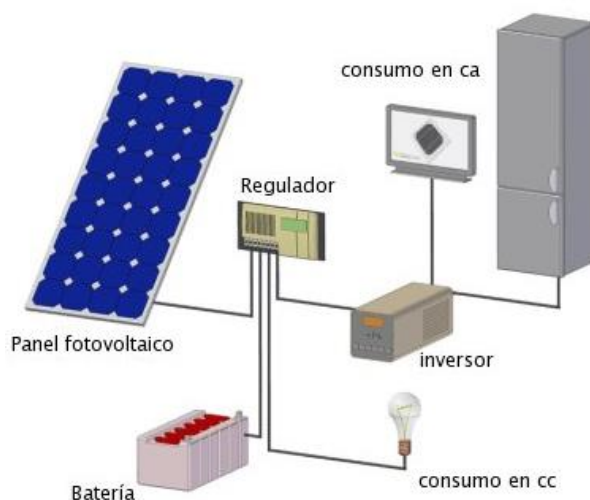


Figura 91: Esquema de um sistema isolado com regulador de carga. Fonte: *Coeptum*

Outro modelo passa por colocar um inversor/regulador como administrador de rede. Este equipamento basicamente administra a carga das baterias, alimentação das cargas e a produção fotovoltaica, através da criação de uma rede elétrica a 230V/50Hz.

Neste sistema isolado foram utilizados dois inversores da SMA®. Um *Sunny Island 2224* (SI2224) que converte corrente alternada para corrente contínua de modo a alimentar as baterias e vice-versa. Este inversor é o cérebro do sistema, uma vez que dá prioridade à alimentação das cargas e aquando da inexistência das mesmas, carrega as baterias. Além

disso, é também este que simula a rede elétrica de modo a que o inversor *Sunny Boy* SB3000TL-21 de 3kW, que é um inversor *Grid-tie* (inversor que só trabalha quando estão presentes os 50Hz da rede elétrica), converta toda a corrente DC do gerador fotovoltaico em corrente AC para esta rede elétrica. O SI2224 controla a produção do SB3000TL-21, através da frequência da rede. Assim se houver um excesso de produção de energia, o SI2224 aumenta a frequência na rede e o SB3000TL-21 interpreta isso como uma diminuição das cargas acopladas e baixa a sua potência.

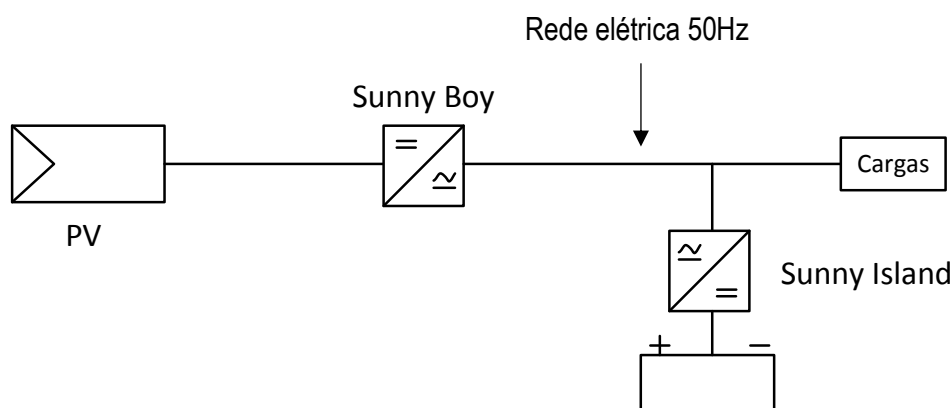


Figura 92: Esquema de funcionamento de um sistema isolado utilizado a solução SI2224 da SMA.

Fonte: SMA

A principal vantagem deste modelo é a capacidade de gestão da energia produzida pelo gerador fotovoltaico por parte do SI2224. Nestes casos, normalmente (como é o presente caso) é definido que a produção seja direcionada para alimentar as cargas diretamente, só em caso de excesso de produção ou diminuição das cargas é que a energia é armazenada no banco de baterias. Caso as cargas sejam superiores à produção instantânea por parte do gerador, o banco de baterias fornece a energia restante.

No período noturno todas as cargas são alimentadas pelo banco de baterias. Contudo as cargas ativas neste período são muito menores do que no período diurno porque o sistema de rega só funciona no máximo 11h neste último período. Assim já não é necessário um banco de baterias com a capacidade calculada na (equação 18). Pois as potências a considerar passarão a ser:

- Controlador de rega Agronic 2518 de 0,24 W (14h/dia)

- Iluminação constituída por 4 lâmpadas LED de 4W (2h/dia)
- Sistema de alarme de 30W (14h/dia)
- Iluminação externa constituída por 4 projetores LED de 50W com sensor de presença (2h/dia)
- Consumo interno do Sunny Island 2224, cerca de 6W (14h/dia)

Cálculo para a capacidade do novo banco de baterias:

$$(0,24*14)+(4*4*2)+(30*14)+(4*50*2)+(6*14) = 939\text{Wh} \cdot 3\text{d} = 2818\text{Wh} \quad (\text{Equação 19})$$

$$\frac{2818}{24*0,40*0,936} = 314 \text{ Ah} \quad (\text{Equação 20})$$

Ou seja, a capacidade do novo banco de baterias passa a ser cerca de metade. Isto é explicado porque durante o período diurno em que há coincidência entre a produção e o consumo, essa energia produzida alimenta diretamente todas as cargas ativas.

Nos dias em que não há produção fotovoltaica por motivo de condições adversas, também o sistema de bombagem não irá funcionar, logo as principais cargas (eletrobomba e controlador de rega), estarão igualmente inativas. Neste caso o banco de baterias terá que satisfazer as seguintes necessidades:

- Controlador de rega Agronic 2518 de 0,24 W (24h.dia)
- Iluminação constituída por 4 lâmpadas LED de 4W (2h.dia)
- Sistema de alarme de 30W (24h.dia)
- Iluminação externa constituída por 4 projetores LED de 50W com sensor de presença (2h.dia)
- Consumo interno do Sunny Island 2224, cerca de 6W (24h.dia)

$$(0,24*24)+(4*4*2)+(30*24)+(50*4*2)+(6*24) = 1301 \cdot 3\text{d} = 3905\text{Wh} \quad (\text{Equação 21})$$

$$\frac{3905}{24*0,40*0,936} = 435 \text{ Ah} \quad (\text{Equação 22})$$

Sendo esta a situação mais desfavorável a prever, as baterias terão que ter uma capacidade mínima, logo a C/72 de 435Ah. Pelo que optou-se por instalar 4 baterias “Rolls®” S-480

de 6V, ligadas em serie. Estas baterias como se pode verificar na figura seguinte, apresentam a C/72 uma capacidade de 459Ah.

HOUR RATE:	SPECIFIC GRAVITY	CAPACITY / AMP HOUR	CURRENT / AMPS
@ 100 HOUR RATE	1.280	486	4.86
@ 72 HOUR RATE	1.280	459	6.38
@ 50 HOUR RATE	1.280	438	8.76
@ 24 HOUR RATE	1.280	386	16.09
@ 20 HOUR RATE	1.280	375	18.75
@ 15 HOUR RATE	1.280	352	23.45
@ 12 HOUR RATE	1.280	334	27.81
@ 10 HOUR RATE	1.280	319	31.88
@ 8 HOUR RATE	1.280	300	37.50
@ 6 HOUR RATE	1.280	278	46.25
@ 5 HOUR RATE	1.280	263	52.50
@ 4 HOUR RATE	1.280	244	60.94
@ 3 HOUR RATE	1.280	221	73.75
@ 2 HOUR RATE	1.280	191	95.63
@ 1 HOUR RATE	1.280	135	135.00



Figura 93: Tabela com as capacidades da bateria “Rolls®”S480.

Fonte: Rolls

A profundidade de descarga das baterias influencia o tempo de duração destas. Assim é importante analisar o gráfico do ciclo de vida versus profundidade de descarga.

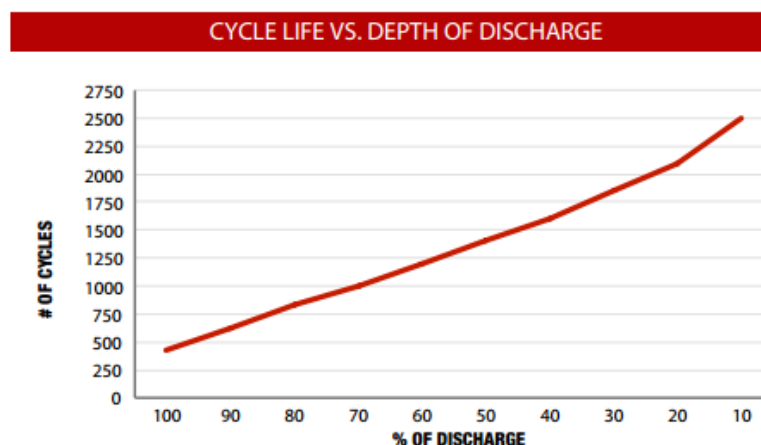


Figura 94 - Gráfico da curva de descarga tendo em conta a profundidade de descarga.

Fonte: Rolls

Analisado este gráfico da figura 94, podemos verificar que com uma profundidade de 40%, temos previsto cerca de 1600 ciclos de carga e descarga. De referir que os fabricantes de baterias aconselham que as percentagens de descarga não seja superiores a 30 a 40%.

8.6 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Calculada a capacidade de armazenamento de energia necessária para alimentar o sistema isolado, dimensionou-se o gerador fotovoltaico para fornecer energia necessária para o funcionamento da casa da rega durante o período diurno, manter as baterias carregadas para estas alimentarem o sistema durante o período noturno e nos dias de extrema nebulosidade durante um período máximo de 3 dias, nos meses de Maio a Setembro, que são os meses de rega da vinha. O sistema de rega irá estar inativo nos restantes meses salvo, algumas exceções por motivo de condições atmosféricas extremas com é o caso de períodos de seca prolongada.

Dados a ter em consideração no dimensionamento do gerador:

- Necessidade de energia para 72h, 435Ah
- Horas de pico solar nos meses de verão (HSP), 7h (Fonte: PVGIS)
- Potência e tensão max. em MPP do módulo solar, 245W, 30,1V (Fonte: REC)
- Rendimento do inversor SMA SB3000TL-21 (η_{SB}), 97% (Fonte: SMA)
- Rendimento do inversor SMA SI2224 (η_{SI}), 93,6% (Fonte: SMA)
- Margem de segurança relativa à depreciação dos módulos escolhidos e perdas nas cablagens (η_{MC}), 90%

Em que:

$$435\text{Ah} * 30,1\text{V} = 245\text{W} * \text{HSP} * \eta_{SB} * \eta_{SI} * \eta_{MC} * N^{\circ}\text{módulos} \quad (\text{Equação 23})$$

$$N^{\circ}\text{módulos} = \frac{435 * 30,1}{245 * 7 * 0,97 * 0,936 * 0,90} = 9,34 \cong 10 \text{ módulos}$$

Com os cálculos da (equação 23), coloquei uma *string* de 10 módulos em série (2,45kWp), ligados ao inversor SB3000TL-21 (3kW). Este injeta toda a produção fotovoltaica na rede gerida pelo SI2224, para alimentar as cargas presentes na casa da rega que em condições normais de funcionamento não excede os 1,38kW.

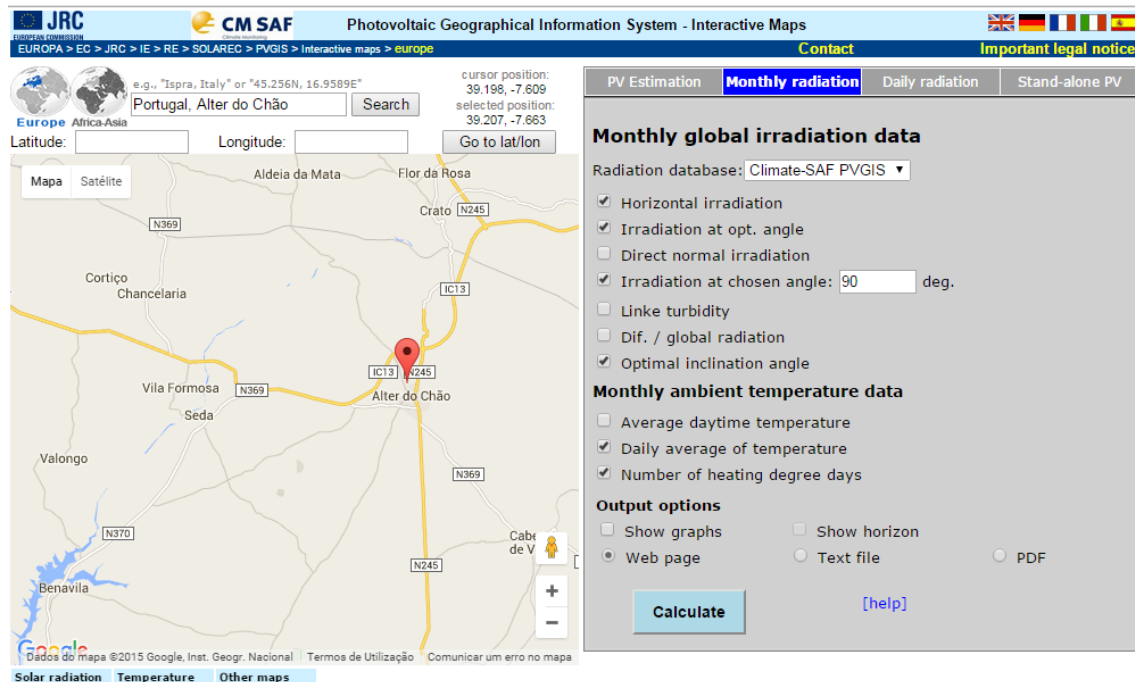
Estava inicialmente previsto a instalação de um inversor SMA SB2500TL-21 de 2,5kW. Contudo por dificuldades dos distribuidores da SMA® em Portugal em entregar a tempo este modelo tive que optar pelo SB3000TL-21 devido a estar na altura disponível para entrega.

O SI2224 tem uma potência nominal de funcionamento a 25°C de 2,2kW, sendo possível por curtos períodos de tempo que esta potência possa ir até aos 3,8kW, como se pode verificar na tabela seguinte.

Tabela 12: Alguns dados técnicos do SMA® Sunny Island 2224. Fonte: SMA.

	SI 2012	SI 2224
Output Values		
Nominal AC voltage ($U_{AC, nom}$) (adjustable)	230 V (202 to 253 V)	230 V (202 to 253 V)
Nominal frequency (f_{nom})	50 Hz (45 to 65 Hz)	50 Hz (45 to 65 Hz)
Continuous AC output power (P_{nom}) at 25 °C	2000 W	2200 W
Continuous AC output power (P_{nom}) at 45 °C	1400 W (-30 %)	1600 W (-27 %)
AC output power for 30 min at 25 °C	2500 W	2900 W
AC output power for 5 min at 25 °C	3600 W	3800 W
AC output power for 1 min at 25 °C	3800 W	3800 W
Nominal AC current ($I_{AC, nom}$)	8.7 A	9.6 A
Max. stand-alone grid current (limitations based on hardware)	25 A _{peak} (500 ms)	25 A _{peak} (500 ms)

O *Joint Research Centre* (JRC) é a entidade de investigação da Comissão Europeia, que disponibiliza o *software* online “*Photovoltaic Geographic Information System*” (PVGIS) no seguinte site: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>. Neste *software* é possível simular o desempenho de qualquer sistema fotovoltaico “*Grid-tie*” ou “*Off-grid*”. A sua base de dados tem dados sobre a irradiação global, horizontal, difusa, velocidade do vento, temperatura e nº de horas solar pico (HSP) entre outras, (figura 95), (anexo D). Na simulação do desempenho do sistema “*Off-Grid*” deste projeto, introduzi os dados solicitados (figura 96) e fiz a simulação, (anexo E).



JRC CM SAF Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps

EUROPA > EC > JRC > IE > RE > SOLAREC > PVGIS > Interactive maps > europe

Search: e.g., "Ispra, Italy" or "45.256N, 16.9589E"

cursor position: 39.198, -7.609
selected position: 39.207, -7.663

Latitude: Longitude: Go to lat/lon

Mapa Satélite

Aldeia da Mata Flor da Rosa Crato N245 IC13

Cortico Chancelaria Vila Formosa Seda Alter do Chão N369 N245 N370 Benavila

Dados do mapa ©2015 Google, Inst. Geogr. Nacional Termos de Utilização Comunicar um erro no mapa

Monthly global irradiation data

Radiation database: Climate-SAF PVGIS

☒ Horizontal irradiation
☒ Irradiation at opt. angle
☐ Direct normal irradiation
☒ Irradiation at chosen angle: 90 deg.
☐ Linke turbidity
☐ Dif. / global radiation
☒ Optimal inclination angle

Monthly ambient temperature data

☐ Average daytime temperature
☒ Daily average of temperature
☒ Number of heating degree days

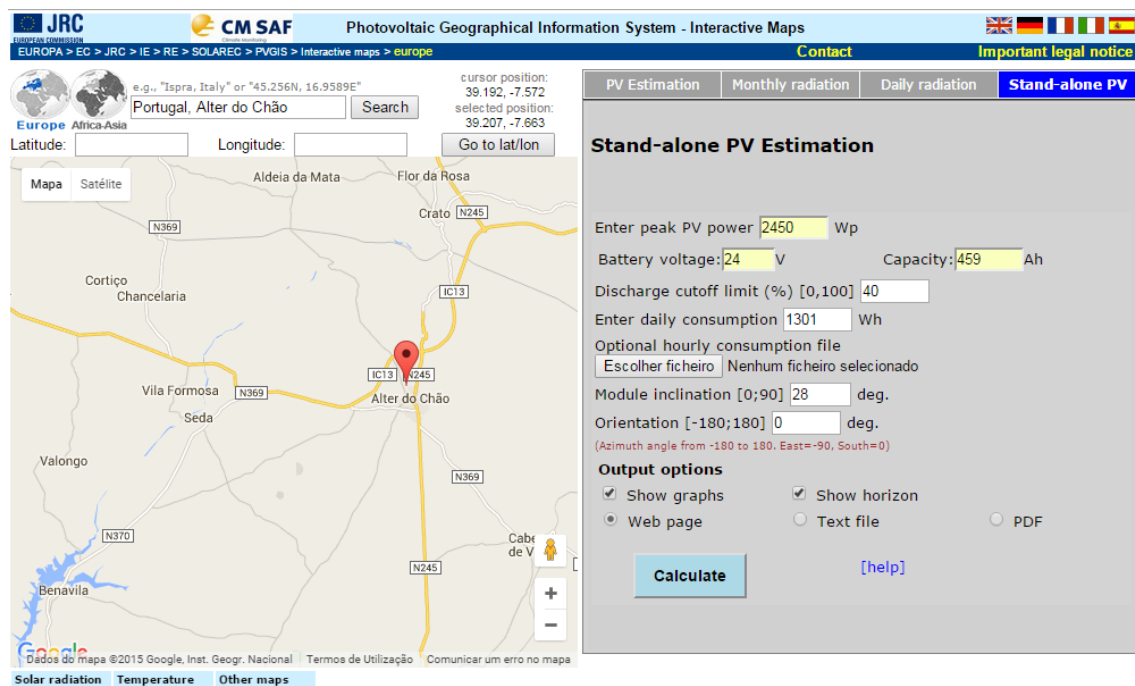
Output options

☐ Show graphs ☐ Show horizon
☒ Web page ☐ Text file ☐ PDF

Calculate [help]

Figura 95: Página da “Photovoltaic Geografic Informacion System”, onde se poderá escolher dados sobre irradiação e horas solares de pico. (anexo D).

Fonte: JRC



JRC CM SAF Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps

EUROPA > EC > JRC > IE > RE > SOLAREC > PVGIS > Interactive maps > europe

Search: e.g., "Ispra, Italy" or "45.256N, 16.9589E"

cursor position: 39.192, -7.572
selected position: 39.207, -7.663

Latitude: Longitude: Go to lat/lon

Mapa Satélite

Aldeia da Mata Flor da Rosa Crato N245 IC13

Cortico Chancelaria Vila Formosa Seda Alter do Chão N369 N245 N370 Benavila

Dados do mapa ©2015 Google, Inst. Geogr. Nacional Termos de Utilização Comunicar um erro no mapa

Stand-alone PV Estimation

Enter peak PV power: 2450 Wp
 Battery voltage: 24 V Capacity: 459 Ah
 Discharge cutoff limit (%) [0,100]: 40
 Enter daily consumption: 1301 Wh
 Optional hourly consumption file: Escolher ficheiro Nenhum ficheiro selecionado
 Module inclination [0;90]: 28 deg.
 Orientation [-180;180]: 0 deg.
 (Azimuth angle from -180 to 180, East=-90, South=0)

Output options

☒ Show graphs ☒ Show horizon
☒ Web page ☐ Text file ☐ PDF

Calculate [help]

Figura 96: Introdução de dados do sistema “Off-Grid” deste projeto no software “PVGIS” da JRC.

Fonte: JRC

Como se pode verificar na figura seguinte, o gerador fotovoltaico dimensionado, proporciona que em 98% dos dias do ano o banco de baterias esteja totalmente carregado. Ou seja, as necessidades energéticas estão perfeitamente asseguradas pelo sistema (período noturno diário e período diário até 72h de autonomia). Todo o excedente de energia produzida pelo gerador que totaliza 8475kWh/dia é canalizado para alimentar diretamente o sistema de rega no período diurno. O que é suficiente, pois analisados os cálculos da equação 13 as necessidades energéticas máximas são de 2381 kWh/dia.

Performance of solar home system

Estimation of PV Stand-alone System electricity generation for the chosen location

Location: 39°12'24" North, 7°39'46" West, Elevation: 286 m a.s.l.,

Nominal power of the PV system: 2450 W

Inclination of modules: 28 deg.

Battery size : 24 V, 459 Ah

Discharge cutoff limit (%) 40 %

Consumption per day: 1301 Wh

Number of days used for the calculation:	1827
Percentage of days with fully charged battery	98%
Average energy not captured due to full battery:	8475Wh/day
Percentage of days the battery became fully discharged:	0%
Average energy missing:	0Wh/day

The graph and table below show the (estimated) daily amount of electric power you can expect in each month from a Solar Home PV system with the properties you entered. It also shows the yearly average production per day.

Month	E_d	F_f	F_e
Jan	1296	94	0
Feb	1304	99	0
Mar	1301	100	0
Apr	1300	100	0
May	1301	100	0
Jun	1302	100	0
Jul	1299	100	0
Aug	1301	100	0
Sep	1299	100	0
Oct	1294	98	0
Nov	1305	98	0
Dec	1300	92	0
Year	1301		

E_d : Average energy production per day (Wh/day)

F_f : Percentage of days when battery became full (%)

F_e : Percentage of days when battery became empty (%)

C_s	C_b
40-46	1
46-52	3
52-58	5
58-64	7
64-70	9
70-76	10
76-82	12
82-88	14
88-94	16
94-100	18

C_s : Charge state at end of each hour (%)

C_b : Percentage of days with this charge state (%)

Figura 97: Relatório da simulação do desempenho do sistema “Off-Grid” dimensionado no *software* PVGIS.

Fonte: PVGIS, JRC

8.7 Instalação

Iniciamos a montagem do sistema de bombagem solar e do sistema isolado, com a preparação do terreno onde seria instalado o gerador fotovoltaico. Executei o modelo 3D da instalação (figura 98 e 101), bem como das ligações elétricas entre os principais equipamentos.

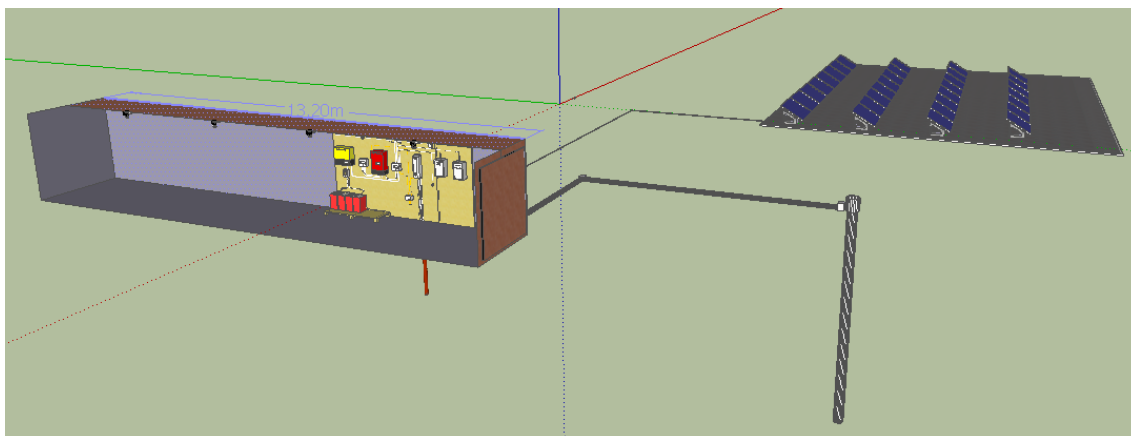


Figura 98: Modelo 3D com as ligações elétricas entre os principais equipamentos. Fonte: Própria



Figura 99: Início dos trabalhos com a preparação do terreno onde irá ficar o gerador fotovoltaico. Foto de 2 de Maio de 2015. Fonte: Própria

Os geradores fotovoltaicos, instalados no solo, estão sujeitos a sombreamentos causados pela vegetação que cresce entre as fileiras dos módulos. Para evitar esse crescimento e os trabalhos para a remoção dos mesmos, sugerimos a colocação de uma tela anti germinante coberta com 6 cm de brita nº2.



Figura 100: Trabalhos de ligação das *strings*. Foto de 5 de maio de 2015. Fonte: Própria

Este gerador PV é constituído por um total de 37 módulos, 27 para o sistema de bombagem solar e os restantes 10 para o sistema de autoconsumo isolado “*Off-Grid*”. A casa da rega é um contentor marítimo de 50 pés (cerca de 13 m) de comprimento, onde ficou o controlador da bomba DC “PS4000 C-SJ5-25 D”, a estação de filtragem e de fertirrigação do sistema de rega gota-a-gota. Igualmente esta casa da rega ficará com os principais equipamentos do sistema isolado, (baterias, inversores e quadros com as proteções elétricas). Antes de instalar todos estes equipamentos fiz o modelo 3D do local da sua instalação.

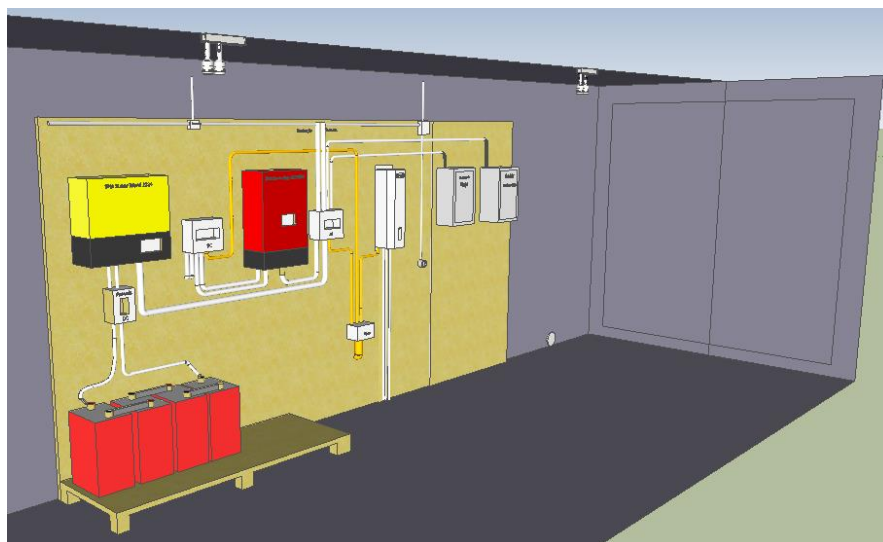


Figura 101: Modelo 3D com o esquema de ligações dos principais equipamentos elétricos deste projeto.

Fonte: Própria



Figura 102: Preparação e instalação da bomba no furo artesiano. Esta bomba ficou a 80m de profundidade. Foto de 11 de Maio de 2015. Fonte: Própria

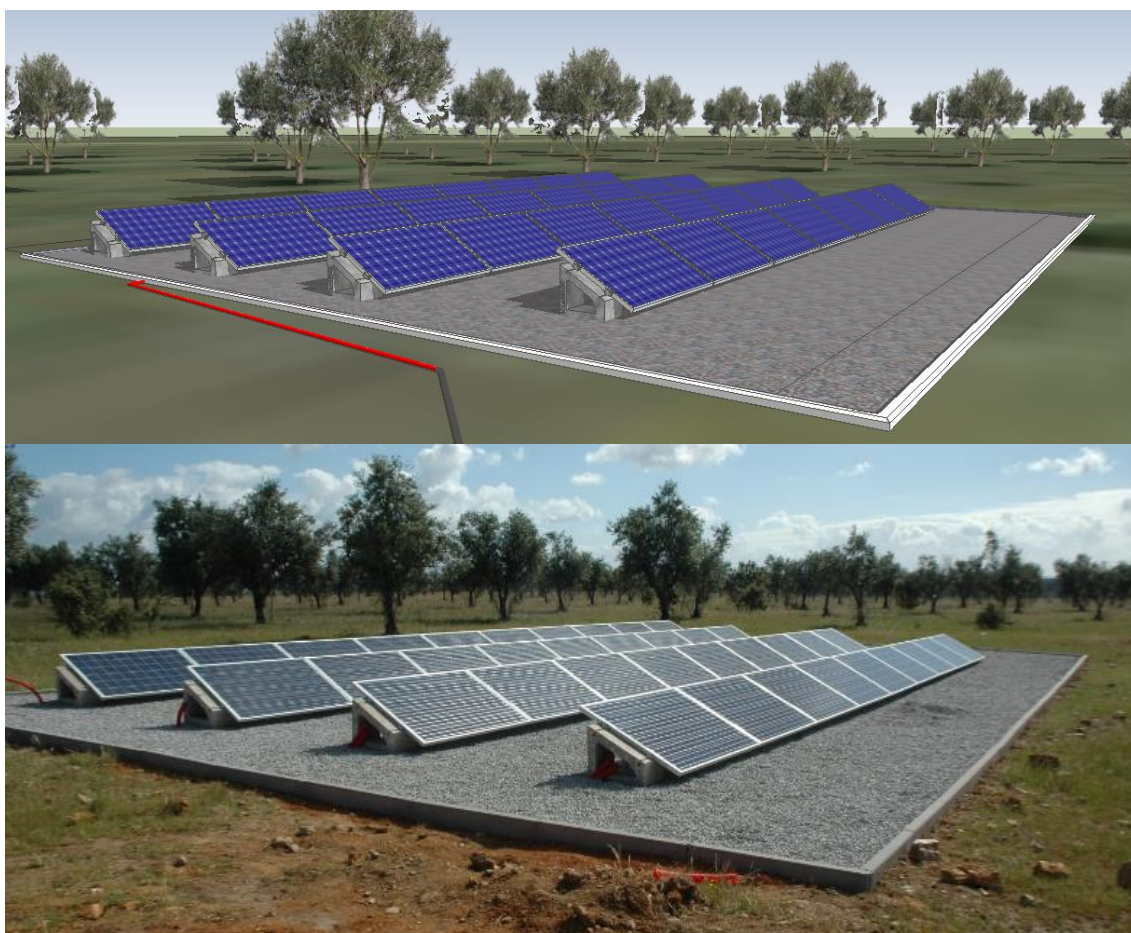


Figura 103: Modelo 3D do gerador e foto do gerador, após a instalação deste no terreno já devidamente preparado. No modelo 3D está indicado o caminho das canalizações enterradas entre o gerador e a casa da rega. Foto de 18 de Maio de 2015. Fonte: Própria

Após a instalação da bomba no furo artesiano e da conclusão da montagem do gerador fotovoltaico, iniciou-se a instalação dos equipamentos no interior da casa da rega. Sendo um contentor marítimo, as paredes deste são de metal. Pelo que optei por colocar uma placa de contraplacado marítimo como suporte onde fixei os inversores, quadro elétrico com as proteções DC e AC, rede de terra de proteção e o controlador da bomba.



Figura 104: Placa de contraplacado marítimo com os principais equipamentos fixados. O local de fixação de cada equipamento foi alvo de estudo com o modelo 3D da figura 90. Foto de 18 de maio de 2015.
Fonte: Própria

Na foto da figura anterior é possível ver o SI2224 (aparelho amarelo) o SB3000TL-21 (vermelho), o controlador da bomba no lado direito e o banco de baterias constituído por 4 baterias Rolls® S-480 de 6V ligadas em série. Entre o SI2224 e o SB3000TL-21 colocou-se um pequeno quadro com as proteções DC, constituídas por:

- 2 Seccionadores equipados com fusíveis PV1000VDC de 20A
- 1 Descarregador de sobretensões VPU II 1000VDC/40kA da Weidmuller.

O objetivo deste quadro é proteger o circuito DC entre a *string* de 10 módulos e o inversor “*grid-tie*”. Entre o SB3000TL-21 e o controlador da bomba foi colocado o quadro com as proteções AC, constituídas por:

- 1 Interruptor diferencial 2P 25A 300mA
- 2 Disjuntores 1P 16A (Bomba misturadora e circuito de tomadas da casa)
- 2 Disjuntores 1P 10A (Controlador de rega e circuito de iluminação da casa)

Entre o banco de baterias e o SI2224 foi colocado um seccionador fusível com 1 fusível do tipo NH-00 de 160A.

A terra de protecção foi feita na parte exterior da parede onde se fixou os equipamentos. Enterrei uma vara de aço banhada a cobre com 2 metros de comprimento, à qual liguei as terras do gerador fotovoltaico bem como as do interior da casa da rega.



Figura 105: Na esquerda, ligações da rede de terras de protecção. Na direita programação dos parâmetros dos SI2224 usado para esse efeito o SMA® Remote Control. Foto de 18 de Maio de 2015. Fonte: Própria

A protecção do circuito DC do sistema de bombagem da Lorentz® é garantida por uma caixa de junção de *strings* equipada com seccionadores fusíveis, um descarregador de sobretensões e um disjuntor DC. Esta caixa (figura 106), já vem equipada pela Lorentz® e está preparada para proteger o controlador da bomba PS4000 C-SJ5-25.



Figura 106: Foto do *SunSwitch* e da caixa de junção de strings e de proteção DC da Lorentz®.

Fonte: Própria

O *SunSwitch* é um dispositivo da Lorentz® que tem como principal finalidade dar o sinal de arranque e de paragem ao controlador da bomba. Este consiste numa pequena célula fotovoltaica que mede a radiância no local. Esta na sua parte inferior tem um seletor do nível de radiância de 15 a 55%, consoante pretendemos que o controlador arranque ou pare quando o nível de radiância é superior ou inferior ao selecionado.



Figura 107: Foto da saída das tubagens da casa da rega. Um tubo para cada um dos dez sectores de rega. É visível do lado direito o furo artesiano que fornece água a este sistema. Foto de 18 de Maio de 2015. Fonte: Própria

Em conclusão, o principal objectivo deste projecto foi levar água do furo até às plantas. Todo o nosso planeamento e trabalho girava em torno deste objectivo. Este foi atingido e em 18 de Maio coloquei em funcionamento o sistema de bombagem, bem como o arranque do SI2224 e consequentemente do sistema de autoconsumo isolado. Este tem tido o comportamento previsto e os 5,2 hectares de vinha estão neste momento a ser regados unicamente com recurso à energia do Sol.



Figura 108: Plantação da vinha. Estes trabalhos foram executados em paralelo com a montagem do sistema de bombagem e de autoconsumo isolado. Foto de 11 de Maio de 2015.

Fonte: Própria

9 Conclusão

A elaboração deste relatório representa a conclusão de uma etapa iniciada à cinco anos com o ingresso na licenciatura de Engenharia eletrotécnica no Instituto Politécnico de Tomar. Estes estudos por sua vez foram a concretização de um desejo e uma paixão já antiga pelas energias renováveis, especialmente a solar, não fosse eu igualmente astrónomo amador apaixonado pelas estrelas.

A realização do estágio de mestrado na empresa Critical Kinetics permitiu-me aprender bastante e tal só foi possível graças à oportunidade única de poder trabalhar em vários departamentos, possibilitando-me, assim, a apreensão de conhecimentos nos mais variados assuntos. Contudo, também ganhei consciência que ainda muito tenho que aprender. O mestrado deu-me as bases e o estágio na empresa ensinou-me a aplicar estas bases e sobretudo a aprofundar as mesmas e iniciar a busca por novos conhecimentos.

Durante este percurso ganhei uma maior consciencialização do que é o mercado da energia em Portugal e o fotovoltaico é, sem dúvida, uma área na qual é rentável investir e onde as oportunidades estão a surgir. Contudo, algum deste sucesso se deve à entrada em vigor do Decreto-lei 153/2014, que permitiu um ressuscitar de um sector que até à data se encontrava meio moribundo. Mas sinto que é preciso continuar a trabalhar para apresentar projetos inovadores, para que de uma vez por todas se consiga ultrapassar a ainda muita resistência por parte da população empresarial no nosso país, em implementar geradores de tecnologia fotovoltaica.

O caminho que trilhei durante o estágio nem sempre foi fácil, principalmente por me ver confrontado com realidades até então desconhecidas. Contudo, procurei ao máximo esclarecer as minhas dúvidas e encarar os obstáculos como desafios. E foi realmente isso que senti quando me foi dada a possibilidade de trabalhar como formador e foi preciso por vezes encarar questões pertinentes que me eram colocadas muitas vezes por engenheiros mais experientes, como uma forma de discussão e aprendizagem.

O balanço que faço deste estágio e sobretudo do mestrado, o que ambos me proporcionaram é claramente muito positivo. Foi estimulante e acima de tudo muito enriquecedor. Permitiu-me continuar a crescer nos mais variados aspetos e fez-me perceber

mais sobre o que estudei e que na Critical Kinetics tive oportunidade de pôr em prática. Levo desta experiência de 5 anos, muita aprendizagem, muitos dias cansativos, muitas horas desafiantes, conhecimento e sobretudo confiança para o futuro e a certeza de que as pessoas com quem trabalhei poderão contar com a minha ajuda como eu posso contar com a delas. Obrigado a todos.

10 Referências

- [1] Emanuel Dâmaso Rodrigues B. Proença, “A Energia Solar Fotovoltaica em Portugal”, Agosto de 2007, IST.
- [2] O. Hartley, J. Malmström, A. Milner, “Driving the PV Industry towards Competitiveness”, Q-Cells AG, 2006.
- [3] DGEG “Estatísticas rápidas nº 111”, Maio de 2014.
- [4] Wikipédia “pt.wiwipt.org/wiki/sol”.
- [5] Janet Ramage “Guia da Energia”, Capítulo “Combustíveis fósseis”, p. 59. Monitor 2003.
- [6] Wikipédia “pt.wiwipt.org/wiki/lei_de_Wein”.
- [7] Wikipédia “[pt.wiwipt.org/wiki/dispersão de Rayleigh](http://pt.wiwipt.org/wiki/dispersão_de_Rayleigh)”.
- [8] Janet Ramage. “Guia da Energia”, Capítulo “Elétrões e fótons”, p. 257. Monitor 2003.
- [9] IDEP. “Curso de Energias Renováveis”, Capítulo “Energia solar fotovoltaica”, p. 24 – 29.
- [10] IDEP. “Curso de Energias Renováveis”, Capítulo “Inversores”, p. 88.
- [11] Filipe Alexandre Pereira / Manuel Ângelo Oliveira. “Curso Técnico de Instalador de Energia Solar Fotovoltaica”, Capítulo 3: Módulos Solares Fotovoltaicos, p. 219. Publindústria Edições Técnicas, 2011.
- [12] M. A. Rahman. Chapter 5: Permanent magnet machines. Em The Industrial Electronics Handbook. Second Edition. Power Electronics and Motor Drives. CRC Press, 2011.
- [13] Filipe Alexandre Pereira / Manuel Ângelo Oliveira. “Curso Técnico de Instalador de Energia Solar Fotovoltaica”, Capítulo 4: Projeto de sistemas, p. 290. Publindústria Edições Técnicas, 2011.

- [14]. Guidi, G., Energy Management Systems on Board of Electric Vehicles, Based on Power Electronics Thesis, in Department of Electric Power Engineering 2009, Norwegian University of Science and Technology. p. 153.
- [15]. Bergveld, H.J., Battery Management Systems Design by Modelling, in Philips Research Laboratories Eindhoven 2001, Universiteit Twente: Royal Philips Electronics. p. 328.
- [16]. Thomas Stuart and Fang Fang, X.W., Cyrus Ashtiani, Ahmad Pesaran., A Modular Battery Management System for HEVs, 2002: University of Toledo. p. 9.
- [17]. Carl Bonfiglio, W.R. A Cost Optimized Battery Management System with Active Cell Balancing for Lithium Ion Battery Stacks. Infineon Technologies AG, 2009.
- [18]. Jones, G., Battery Management in Modern Portable Systems. Electronic Engineering, 1991: p. 43-52.
- [19]. Nass, R., Gas-Gauge IC Performs Precise Battery Measurements. Electronic Design, 1997: p. 39-42.
- [20]. Júlio Carlos Afonso, R.G.B. e. N.G.B., Baterias de lítio: novo desafio para a reciclagem. C I Ê N C I A H O J E, 2004. v o l . 3 5: p. 3.
- [21]. Bansal, R.C., Electric Vehicles, in Handbooks of Automotive Power Electronics and Motor Drives L. Taylor & Francis Group, Editor 2005. p. 43.
- [22]. Isaac Scott, S.-H.L., Battery Energy Storage, in Large Energy Storage Systems Handbook, J.G.L.-C.P. 2011, Editor 2011. p. 153–179.
- [23]. Lorenzo Serrao, Z.C., Yann Guezennec, Giorgio Rizzoni An Aging Model of Ni-MH Batteries for Hybrid Electric Vehicles. 2005. 78 - 85.
- [24]. KIEHNE, H.A., Batteries for Electric Road Vehicles, in Battery Technology Handbook, E. Verlag, Editor 2003. p. 1 - 18.

11 Anexos

- A – Relatório da simulação em *PVsyst* do sistema de autoconsumo fotovoltaico de 12,5kW de Montemor-o-Novo.
- B – Relatório da simulação no *Compass* do sistema de bombagem solar com uma eletrobomba PS4000 C-SJ5-25-D de 4kW. Alimentado por um sistema fotovoltaico de 6,615kW.
- C - Relatório da simulação no *Compass* do sistema de bombagem solar com uma eletrobomba PS1800 HR-05HL-2-D de 1,8kW. Alimentado por um sistema fotovoltaico de 1,96kW.
- D – Tabela com os dados da irradiação global incidente em Alter do Chão. Fonte: *Joint Research Centre*.
- E – Performance do sistema isolado em Alter do Chão. Fonte: *Joint Research Centre*.
- F - Relatório da simulação em *PVsyst* do sistema de autoconsumo fotovoltaico de 8kW de Montemor-o-Novo.
- G - Relatório da simulação em *PVsyst* do sistema de autoconsumo fotovoltaico de 10kW de Montemor-o-Novo.
- H - Relatório da simulação em *PVsyst* do sistema de autoconsumo fotovoltaico de 15kW de Montemor-o-Novo.

Anexo A

Relatório da simulação em *PVsyst* do sistema de autoconsumo fotovoltaico de
12,5kW de Montemor-o-Novo

Anexo B

Relatório da simulação no *Compass* do sistema de bombagem solar com uma eletrobomba PS4000 C-SJ5-25-D de 4kW. Alimentado por um sistema fotovoltaico de 6,615kW.

Anexo C

Relatório da simulação no *Compass* do sistema de bombagem solar com uma eletrobomba PS1800 HR-05HL-2-D de 1,8kW. Alimentado por um sistema fotovoltaico de 1,96kW.

Anexo D

Tabela com os dados da irradiação global incidente em Alter do Chão.

Fonte: *Joint Research Centre*.

Anexo E

Performance do sistema isolado em Alter do Chão.

Fonte: *Joint Research Centre*.

Anexo F

Relatório da simulação em *PVsyst* do sistema de autoconsumo fotovoltaico de 8kW de Montemor-o-Novo.

Anexo G

Relatório da simulação em *PVsyst* do sistema de autoconsumo fotovoltaico de 10kW de Montemor-o-Novo.

Anexo H

Relatório da simulação em *PVsyst* do sistema de autoconsumo fotovoltaico de 15kW de Montemor-o-Novo.

